

Fiabilité des données énergétiques et conséquences

Jean Laherrere ASPO France

Les données publiques sont, soit politiques, soit financières et sont pour la plupart orientées, donnant, dans une large fourchette d'incertitude, la valeur qui convient, car le but est de donner l'image souhaitée: soit pauvre devant l'impôt, soit riche devant les actionnaires, les banquiers ou les règles de quotas. Mais souvent les publications vont au delà et sont mensongères.

L'OPEP triche sur les réserves pour avoir les quotas les plus élevés, donc sur la production.

La Grèce a triché sur ses comptes pour entrer dans l'UE. Le GIEC a triché sur la fonte des glaciers de l'Himalaya.

Mais le plus souvent on ne ment pas car on ne dit rien: c'est la censure. On ment par omission!

-Pétrole**-Production****Publier une donnée est un acte politique et dépend de l'image que l'auteur veut donner.**

Tout ce qui est publié est politique (OPEP) ou financier (règles SEC).

Tout ce qui est technique est confidentiel (sauf UK, Norvège et US fédéral)

L'ambiguïté est recherchée et les définitions ne sont jamais fournies avec rigueur, ni les valeurs de référence

Pour 2008 la production d'huile en volume va de 64 Mb/d pour le *regular oil* de Campbell à 86 Mb/d pour *tous liquides* (= oil demand) incluant liquides de gaz naturel, pétroles extra-lourds, huiles synthétiques, biocarburants, liquides de charbon et gains de raffinerie.

World oil production Mb/d	definition	2009	2008 corrige	2008 an dernier
OGJ Oil & Gas Journal	oil	70,502 6	72,822 0	72,956 1
WO World Oil magazine	total supply	87,03	87,41	86,12
BP Statistical Review	liquids (excl BTL, CTL)	79,947 933 766 1567	81,994 709 171 404 2	81,820 404 594 592 9
USDoE (Dept of Energy)/EIA	crude oil	72,300 181 26	73, 647 131 11	73,706 142 5
	all liquids	84,158 559 44	85,459 655 83	84,597 461 4
IEA International Energy Agency	oil	85,05	86,56	85,4
OPEP	crude oil	69,025 9	71,901 7	72,028 3
	oil supply	84,2	85,8	86

Publier une donnée avec plus de 2 chiffres significatifs pour l'énergie montre que l'auteur est incompetent sur le sujet, ignorant les incertitudes et le calcul d'erreur.

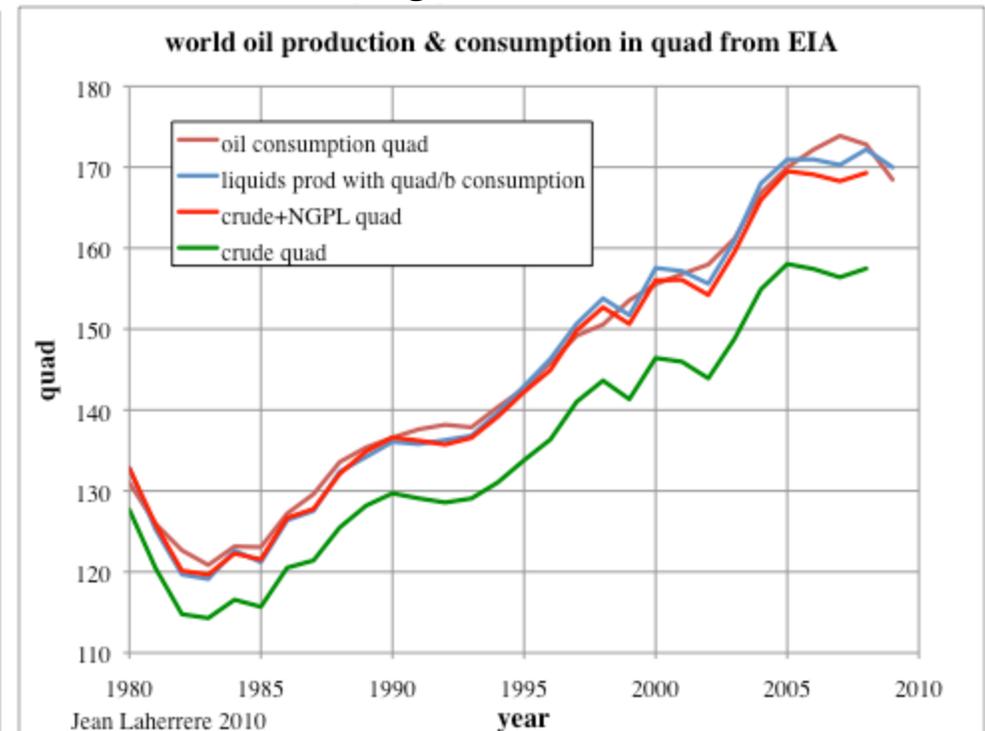
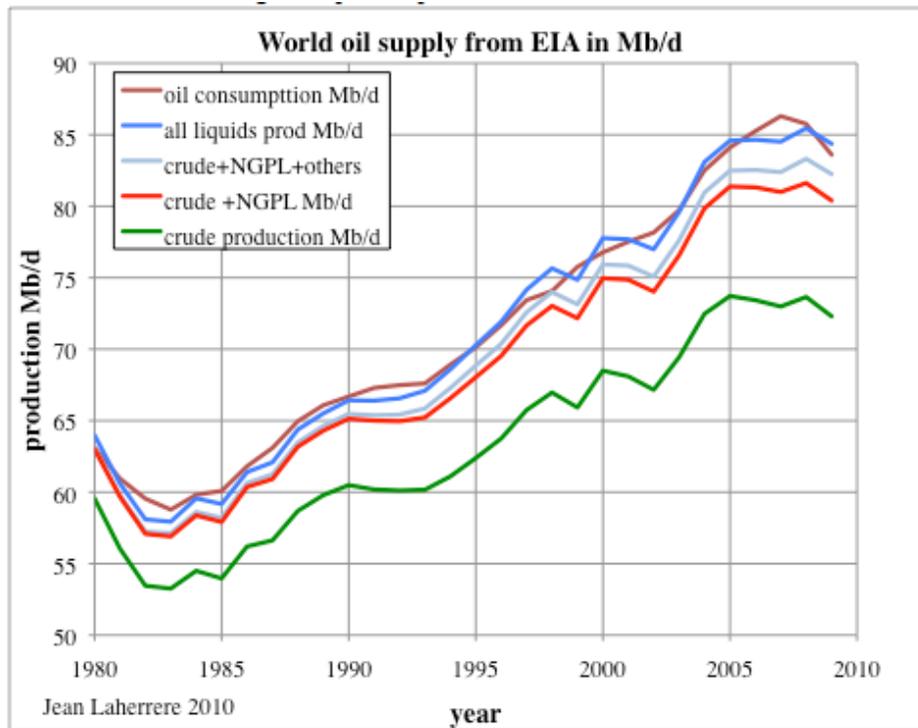
Parler de production de pétrole sans fournir de définition ni de chiffre de référence avec date veut dire que l'incertitude est de l'ordre de 20%.

Mais le contenu énergétique par volume varie entre le brut, les liquides de gaz et les "autres"
USDOE mesure l'énergie en quad = quadrillion Btu = 10^{18} Btu = 1,05 EJ

-Figures 1 & 2: **Production mondiale de liquides d'après USDOE/EIA 1980-2009**

en volume

en énergie

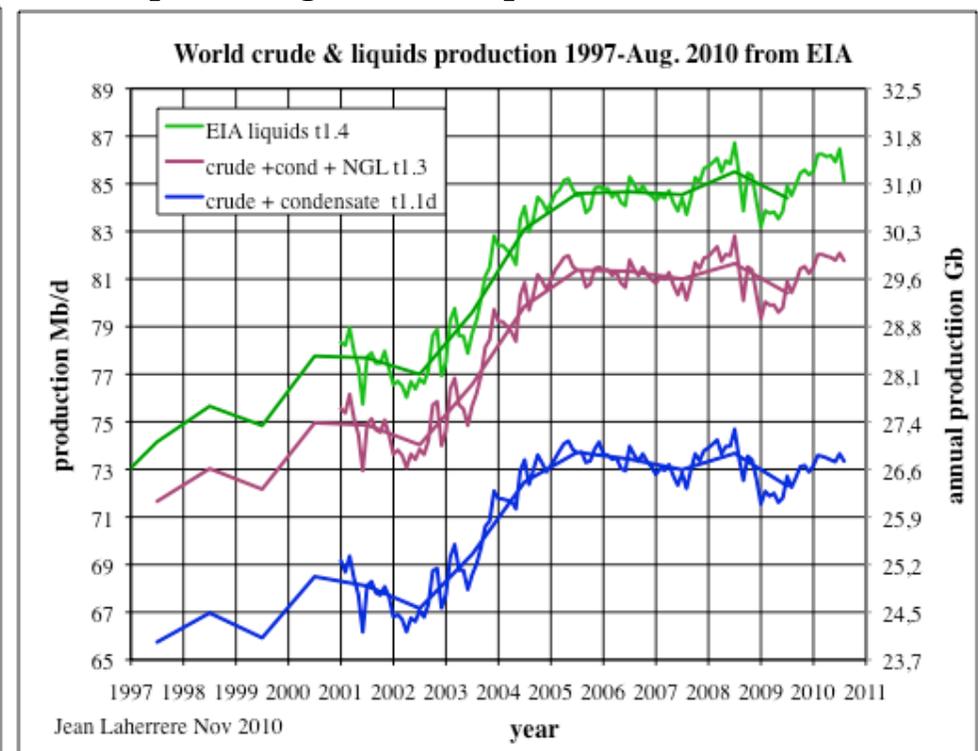
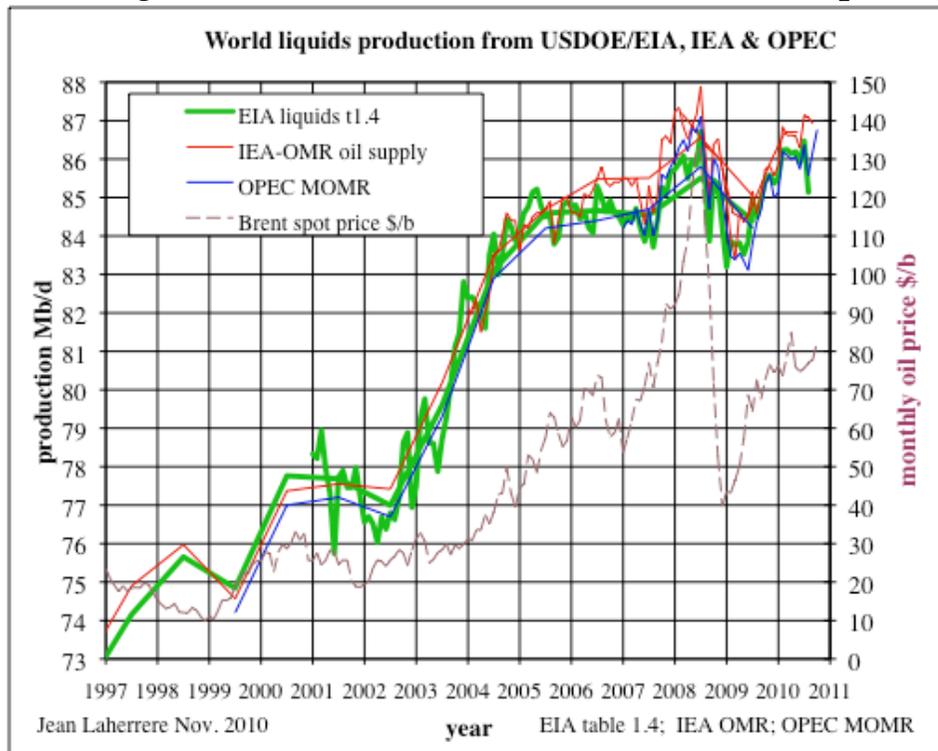


En 2008 le pourcentage du brut en fonction de la production mondiale tous liquides est **86% en volume, mais 91% en énergie!**

Toutes les données énergétiques devraient être fournies en volume, en poids et en énergie = Joule ou énergie équivalente = tep

La production mondiale de **tous liquides** (oil supply) varie suivant les sources qui sont UDSOE/EIA, AIE (IEA), BP, WO, OPEP
 -Figure 3: **Production mondiale de liquides d'après différentes sources et prix du brut 1997-2010**

-Figure 4: **Production mensuelle mondiale de liquides, brut et liquides de gaz, brut d'après USDOE/EIA 1997-2010**



Depuis 2005 la production petroliere est **en plateau**, avec un pic mensuel en Juillet 2008 (pour les JO de Pekin) pour, aussi bien tous liquides, que pour le petrole et les liquides de gaz ou le brut, mais le pic annuel du brut est en 2005 (l'AIE pretend que la production de brut a atteint son pic en 2006 !).

Colin Campbell a introduit le terme *peak oil* en 2000, concretise par ASPO.

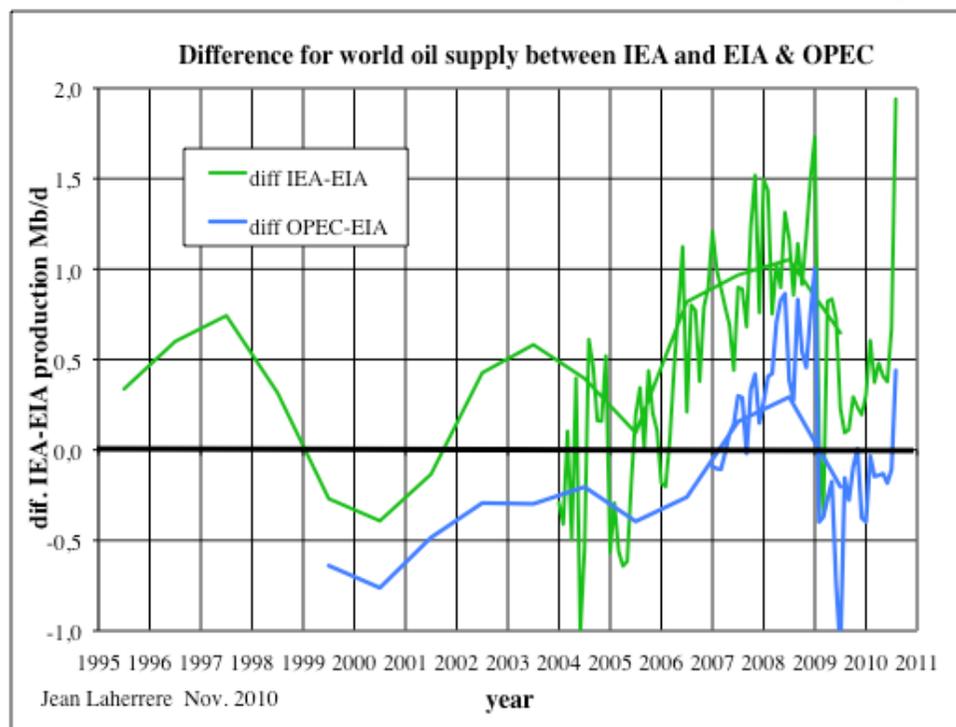
J'ai introduit le terme *bumpy plateau* en 2001.

La difference entre les donnees AIE (IEA) et USDOE/EIA varie entre -1 Mb/d et +1,7 Mb/d. La demande d'explication aupres de plusieurs experts de l'AIE a ete vaine, notamment sur les liquides de gaz, chacun rejette sa responsabilite sur un autre!

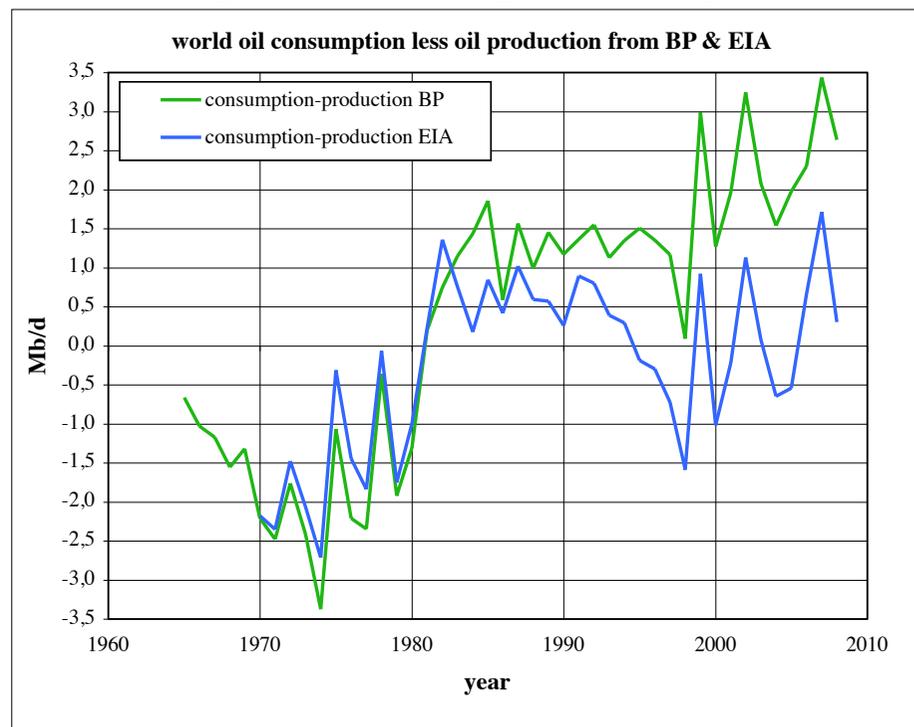
La difference est inexplicable, si ce n'est pas l'imperfection de ce qui est recolte et que la synthese varie suivant les auteurs et leurs hypotheses, montrant bien le peu de precision de ces donnees.

Ces auteurs n'ont aucune idee du calcul d'erreur de ce qu'ils publient.

-Figure 5: difference entre "oil supply" de l'IEA et de l'EIA



-Figure 6: "oil consumption" moins "oil production" pour BP et EIA



Les donnees EIA et AIE sont toutes deux entachees d'erreurs en provenance des pays producteurs, mais EIA corrige constamment ses donnees et les publie en serie complete, ce qui n'est pas le cas de l'AIE. Pour moi, la reference est l'EIA.

Pour BP Statistical review "oil production" n'est pas le meme que "oil consumption", excluant les biofuels et autres .

La plupart des donnees petrolieres publiques sont **manipulees financieurement** (regles perimees SEC) ou **politiquement** (bagarre entre les membres OPEP sur les quotas) ou **economiquement** (regles ABC1 ex-URSS)

-Reserves **Il y a plusieurs definitions pour les reserves**

-**US:** regles SEC = SPE 1978: seulement reserves prouvees auditees = minimum ? = 1P (changent en 2010)

-**OPEP:** reserves prouvees non auditees, base des quotas = essentiellement politiques, changent peu

-**ex-URSS:** classification ABC1 = recuperation maximum \approx 3P

-**reste du monde:** regles SPE 2007 = prouve+probable = 2P \approx valeur esperee (utilisee pour calculer la Valeur Presente Nette)

Les valeurs publiees sont tres differentes suivant les sources et suivant les dates

Le ministere russe de l'Economie (G.Vygon) vient d'annoncer qu'en 2012 la Russie va introduire une nouvelle classification des reserves en accord avec la SPE (PRMS). Dans mon fichier les reserves ABC1 de la CEI sont multiplies par 0,7 pour obtenir les 2P. L'audit de Gazprom montre que le ratio a fin 2009 est de 0,65 pour le gaz et 0,61 pour le petrole

Gazprom Group's reserves as of December 31, 2009	Natural gas, trillion cubic meters	Oil and condensate, billion tons
A+B+C1 categories in accordance with the Russian classification	33.6	3.1
Change in reserves versus the estimates of December 31, 2008	+0.5	+0.2
"Proven and probable reserves" category according to PRMS standards	21.9	1.9
Change in reserves versus the estimates of December 31, 2008	+0.7	-0.1

Reserves restantes officielles dites prouvees a **fin 2008**

Oil Gb	OGJ	BP 2010 revision	BP 2009	WO	OPEC
World	1 342,207 320	1 332,432 055 895 03	1257,983 745 632 18	1 229,462	1 294,100
Russia	60,000 000 (=2007)	74,277 1	79,049 374 74	76,000 (=2007)	
Norway	6,680 000	7,490 797 935 583 7	7,501 372 901 325 34	6,051	7,501
Canada	178,092 000	33,172 164 422 680 6	28,611 635 200 369 8	26,860	4,900
China	16,000 000 (=2007)	14,816 6	15,461 9	18,052 (=2007)	15,493
Venezuela	99,377 000	172,323	99,38	87,000	172,323

Reserves restantes officielles dites prouvees a **fin 2009**

Oil Gb	OGJ	BP 2010	WO	OPEC
World	1 354,182 395	1 333,127 056 190 51		1 337,200
Russia	60,000 000 (=2008)	74,203 6		
Norway	6,680 000 (=2008)	7,077 699 101 696 55		7,500
Canada	175,214 000	33,172 164 422 680 6 (=2008 revise)		4,900
China	20,350 000	14,831 6		18,000 –
Venezuela	99,377 000 (=2008)	172,323		211,173

Le magazine World Oil publiait les reserves mondiales dans son numero de septembre, cette annee cette synthese est absente alors que le numero de novembre est sorti! Il doit y avoir quelque probleme, car World Oil, au contraire d'OGJ, corrige l'estimation de l'annee precedente. World Oil dans le passe a oscille entre les donnees 2P et 1P.

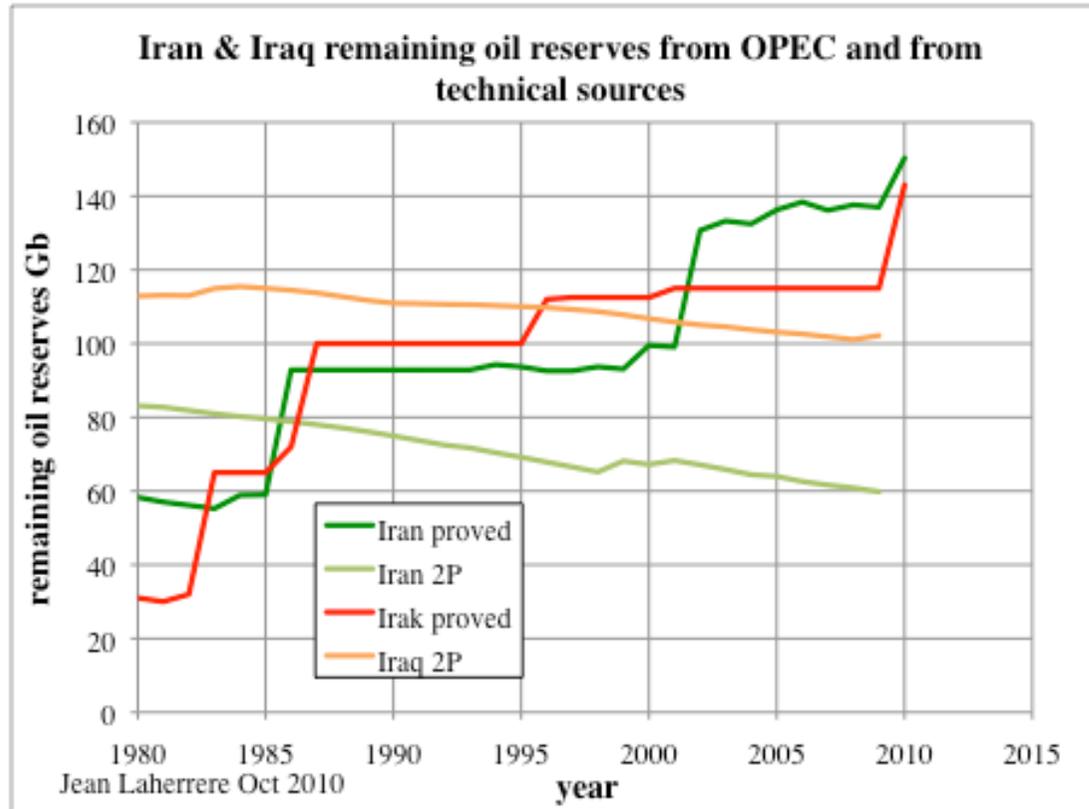
Ces donnees de reserves sont ridiculement precises et fausses, elles sont essentiellement politiques!

-Iran et Irak

La surenchere entre l'Iran et l'Irak sur leurs reserves de petrole ressemble au jeu entre 2 gamins a qui aura la plus grande sucette! L'Irak a domine tant que Saddam Hussein etait au pouvoir. L'Iran a surencheri recemment a 150 Gb quelques jours apres que l'Irak ait annonce plus de 140 Gb.

En fait les reserves restantes techniques de **l'Irak a fin 2009 sont de l'ordre de 100 Gb contre 60 Gb pour l'Iran.**

Figure 7: **surenchere sur le chiffre des reserves entre Iran et Irak 1980-2010** d'apres OPEP et sources techniques 1980-2010

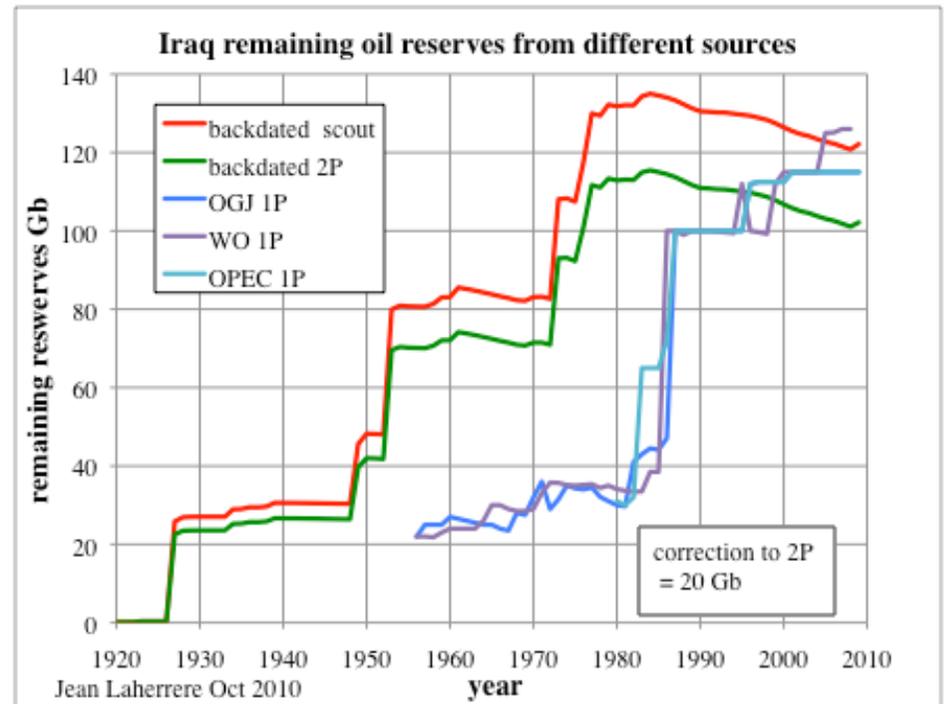
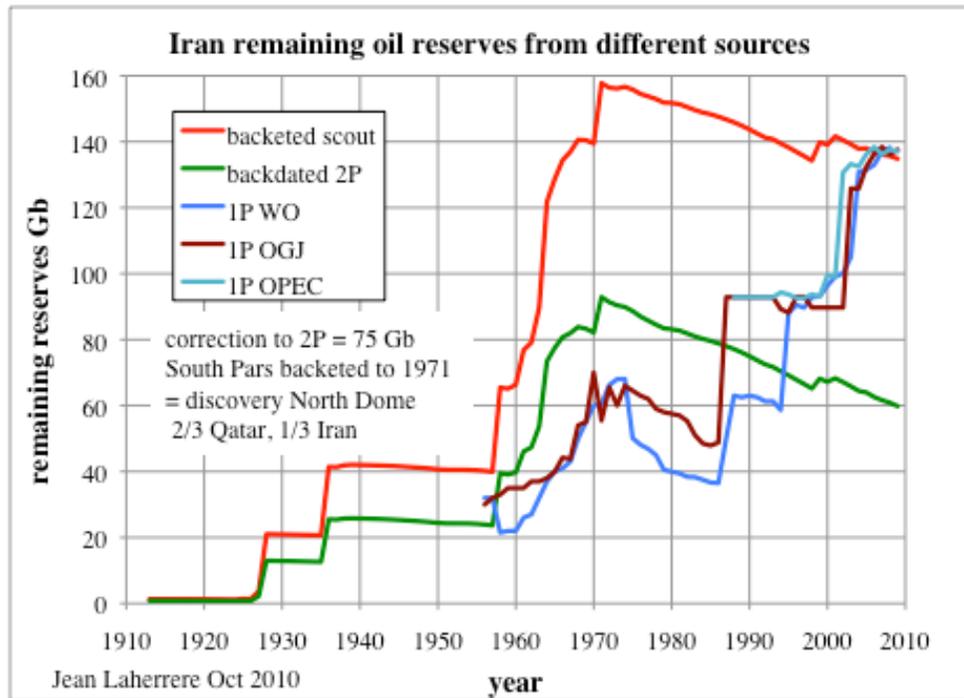


Les diverses sources ont publié des chiffres différents, comparés aux données techniques sans et après correction pour les ramener à 2P.

Figures 8: réserves restantes d'après plusieurs sources 1910-2009

Iran

Irak



Dr Ali Bakhtiari (1946-2007), ingénieur de la NIOC et *last Khan*, a dit http://en.wikipedia.org/wiki/Ali_Morteza_Samsam_Bakhtiari
"As for Iran, the usually accepted official 132 billion barrels is almost 100 billion barrels over any realistic assay."

-Mexique

Au Mexique, la Commission Nationale des Hydrocarbures vient de rejeter l'estimation de Pemex sur les réserves probables, notamment sur le "champ" de Chicontepec. Ce champ (en fait 29 champs) est un tas de sable (turbidites) de faible perméabilité, à faible pression, avec un pétrole de densité variable et pas mal de gaz. Il a fait l'objet d'investissements récents considérables avec le forage de nombreux puits, mais le déclin de la production des puits est fort élevé.

Chicontepec est un champ de pétrole non-conventionnel! Ce qui importe est la taille du robinet, non la taille des réserves!

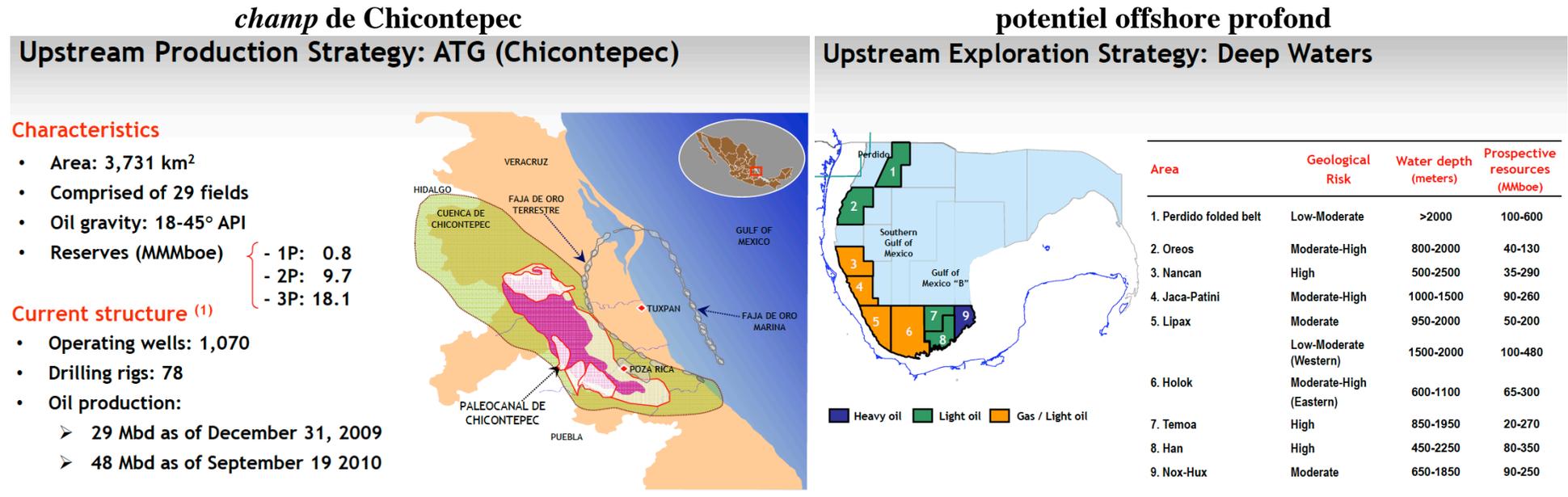
En 1988 l'USGS avait critiqué Pemex qui alors estimait les réserves prouvées de Chicontepec à 20 Gb (100 Gb en place) alors que le champ ne produisait que 4 000 b/d avec 200 puits. La production actuelle (Pemex Outlook Sept 2010) de Chicontepec est

de 48 000 b/d (29 000 b/d en dec 2009) avec plus de 1000 puits (78 appareils de forage), a comparer avec celle de Thunder Horse dans le Golfe du Mexique 115 000 b/d avec 6 puits en 2009!

D'après Pemex, les reserves prouvees de Chicontepec (30 Mb deja produits?) sont a 800 Mb et les reserves 2P a 9 700 Mb, alors que les reserves initiales 2P scout ne sont que 250 Mb!

Le potentiel de l'offshore profond est plus prometteur.

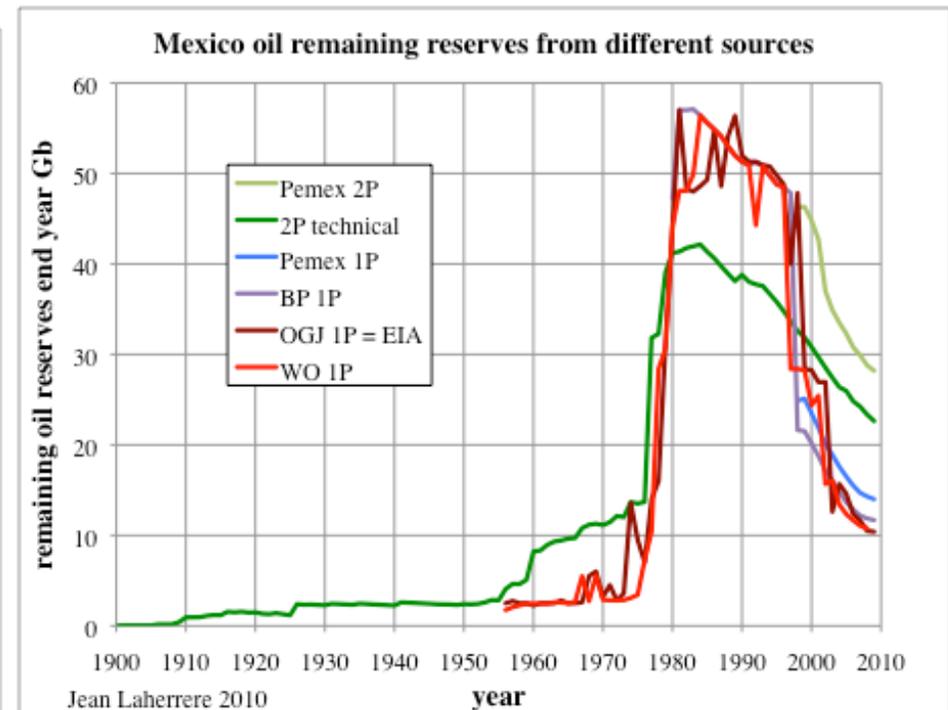
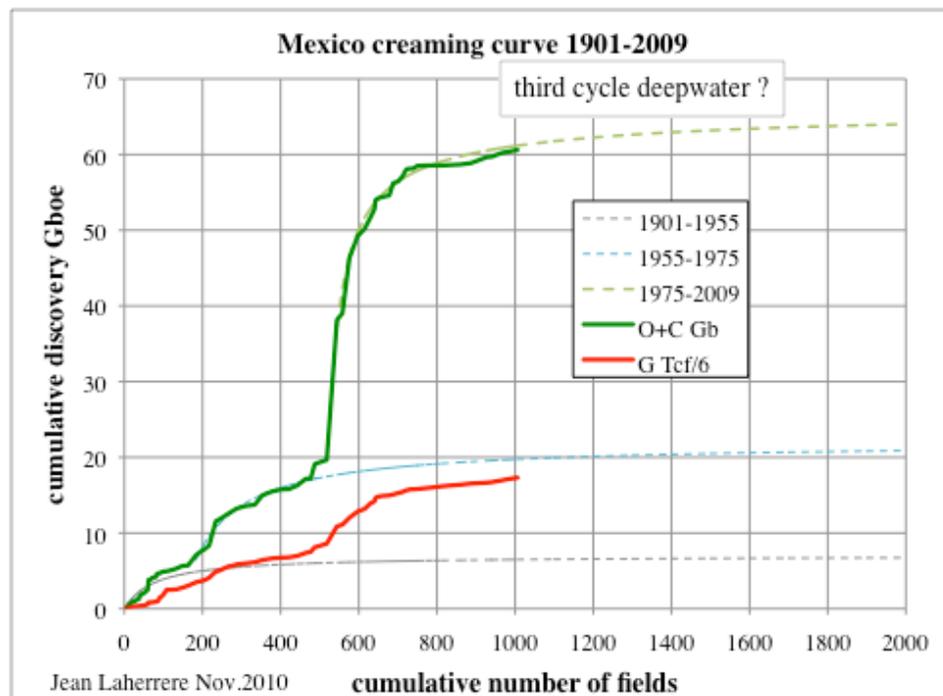
Figures 9: **Mexique: Pemex Outlook Sept 2010:**



La courbe d'ecremage des decouvertes du Mexique peut etre modellisee avec 2 cycles et extrapolee vers un ultime de 65 Gb, mais l'offshore profond encore inexplore peut amener un 3e cycle.

Figures 10: **Mexique: courbe d'ecremage des decouvertes**

reserves restantes d'apres plusieurs sources



Les reserves restantes 2P techniques sont inferieures aux estimations 2P de Pemex mais la difference diminue. Par contre les reserves prouvees 1P etaient tres superieures aux 2P techniques de 1990 a 1998, etant proches des 2P de Pemex, par contre depuis 1999 les valeurs OGJ, WO, BP sont proches de celles de Pemex 1P, quoique un peu inferieures.

-monde

Les valeurs mondiales techniques confidentielles des reserves restantes de petrole conventionnel montrent une tendance a la baisse depuis 1980 alors que les valeurs publiees sont a la hausse depuis 1950.

Ce graphique etait deja montre dans notre article (avec Colin Campbell) "The end of cheap oil" Scientific American March 1998 et son actualisation di-dessous confirme nos conclusions d'il y a 12 ans.

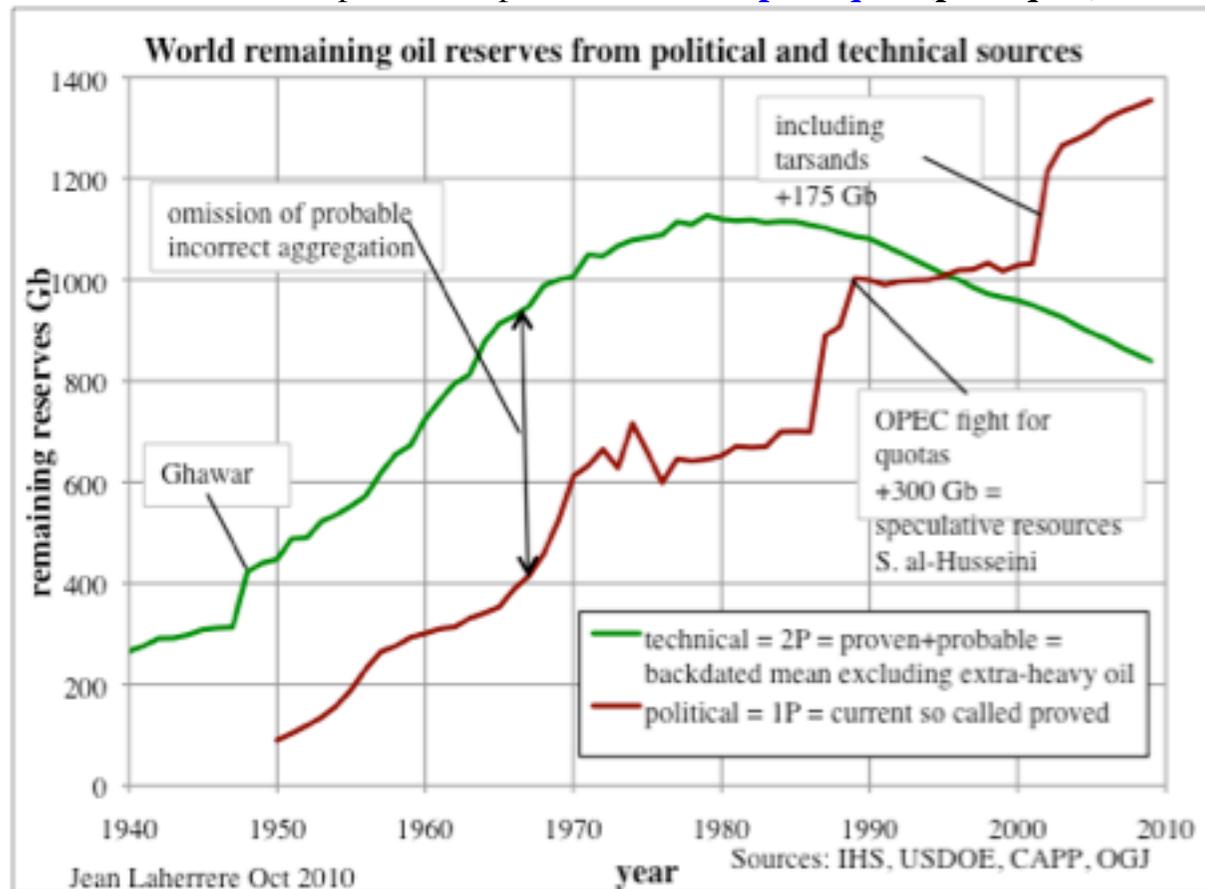
Ce graphique simplifie a ete montre dans l'emission de Jean-Christophe Victor "Le dessous des cartes"Arte

http://videos.arte.tv/fr/videos/le_dessous_des_cartes-3550716.html le 27 Novembre 2010 "Vers le pic petrolier"

Ce graphique montre la divergence entre la realite, confidentielle, et ce que declarent officiellement les pays producteurs, a savoir les reserves dites prouvees, alors qu'elles ne sont que des surestimations politiques!

Cela explique que les economistes, qui n'ont que les donnees politiques via BP, OGJ, USDOE, ont une conception tres optimiste des reserves mondiales qui augmentent toujours depuis 60 ans!

-Figure 11: **reserves mondiales restantes** de petrole d'apres les **donnees politiques (publiques) et techniques (confidentielles)**

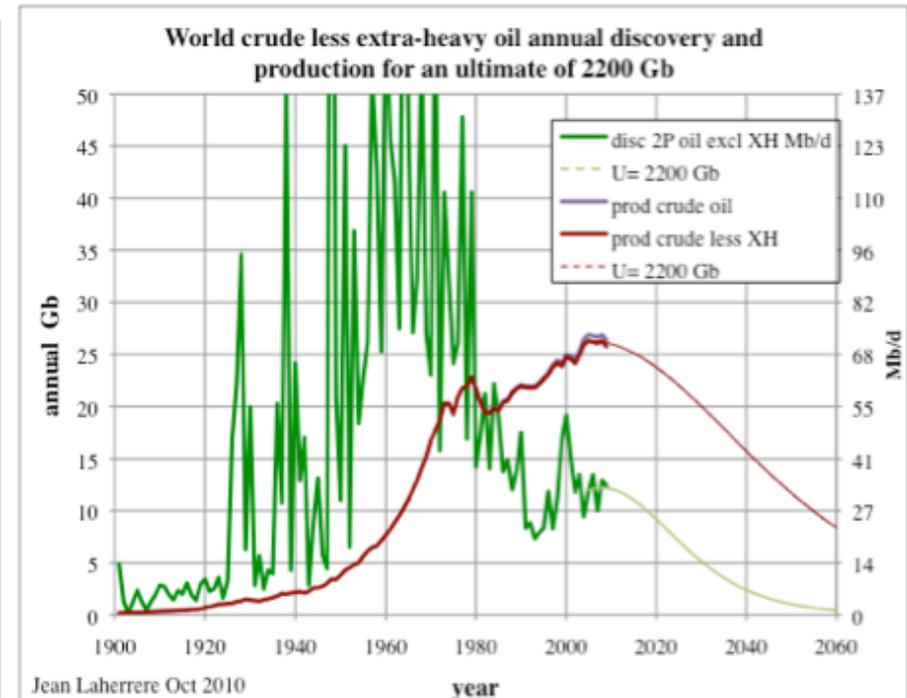
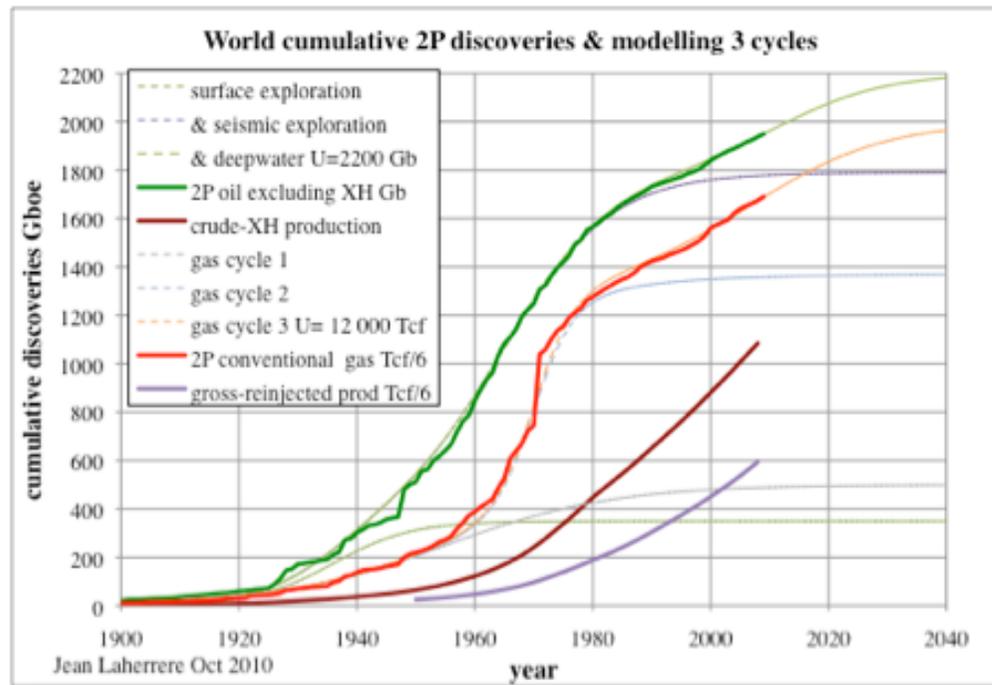


Contrairement a ce qu'affirme IHS les reserves restantes 2P (excluant l'extra-lourd) n'ont pas augmente en 2009 !

-Previsions de production

A partir de la base technique d'octobre 2010, qui exclut les USL48 et Canada terrestre (appele « non frontier »), corrigé de 500 Gb (pour se ramener a 2P et exclure les EL) et des données 2P dits backdated de rapports USDOE et CAPP sur ce « non frontier », les découvertes mondiales cumulées du pétrole brut (extra-lourd exclus) peuvent être modélisées avec 3 cycles (période exploration de surface, puis exploration sismique puis exploration eau profonde) avec un ultime de 2200 Gb.

-Figures 12 : **monde: découverte et production cumulées et annuelles de brut (extra-lourd exclus) et prévisions pour un ultime de 2200 Gb**



Le pic des liquides de gaz se situerait vers 2030 comme le pic du gaz. Les extra-lourds sont estimés avoir une croissance lente étant donné les investissements considérables et les problèmes de pollution, leur pic se situerait vers 2080 (?).

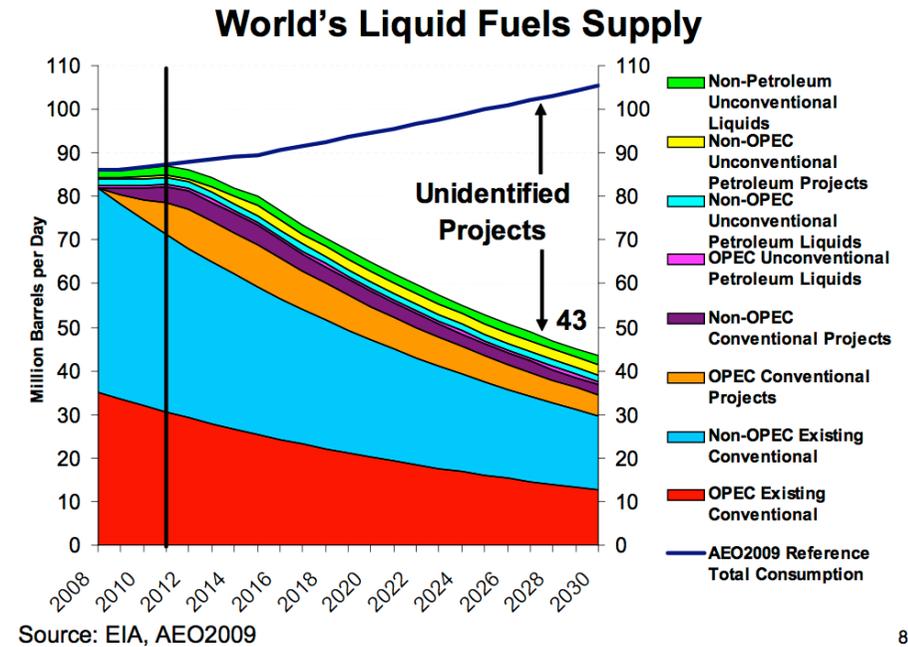
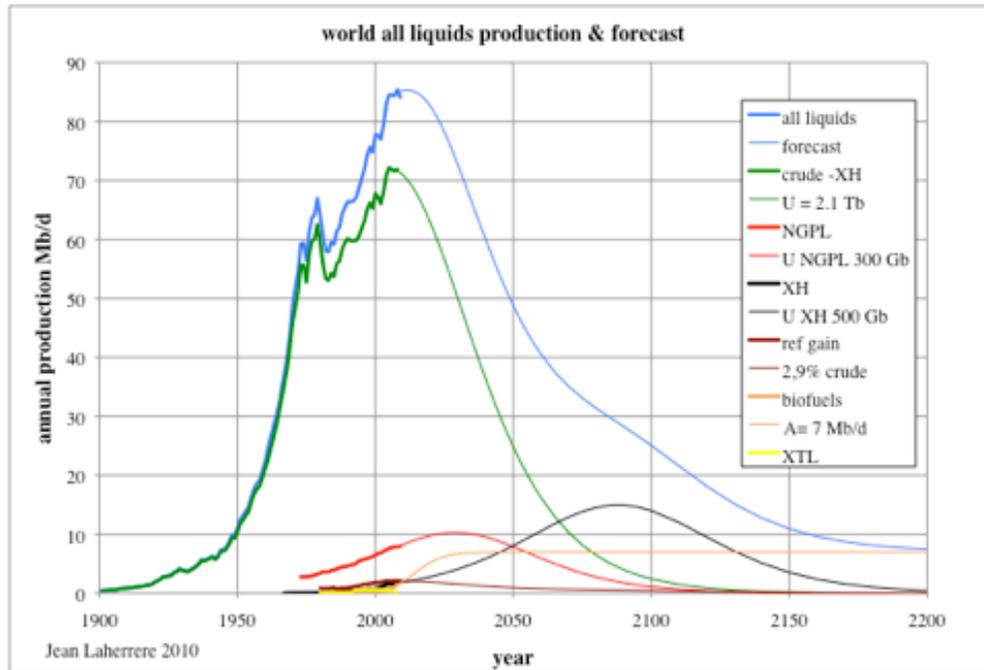
Mon estimation tous liquides (contraintes géologiques seules) est un pic actuel déclinant à 70 Mb/d en 2030.

Oublions les contraintes économiques (crise en W?) et politiques (guerre civile Nigeria et Irak, nationalisation Venezuela, Bolivie et Russie) et comparons notre prévision tous liquides et celles de l'EIA, l'AIE et de l'OPEP.

Sweetnam USDOE 2009 estime une production a moins de 50 Mb/d en 2030 pour les projets identifiés. La demande (Business as usual) est fournie par des projets non identifiés (c'est a dire du reve)

-Figure 13: monde: production annuelle tous liquides pour un ultime de 3000 Gb sans contrainte au dessus du sol

-Figure 14: production des liquides d'après Sweetnam USDOE2009



Le non-conventionnel (tout ce qui est au dessus du violet) fait moins de 10 Mb/d en 2030!

Mis en lumiere par un journaliste parisien (M.Auzanneau) pour ses positions sur le Peak Oil, **Sweetnam vient d'etre mute sans explication pour ne plus pouvoir parler**. Le nouveau patron de l'energie Steven Chu (alors patron d'un labo de l'USDOE) avait pourtant en 2005 publie un article avec le graphique d'ASPO! Les previsions EIA 2010 (IEO) sont beaucoup plus optimistes.

-Figures 15: **EIA IEO 2010** monde: production pour 2007 et 2035 tous liquides

et nonconventionnel

Figure 28. World liquid fuels production in three cases, 2007 and 2035 (million barrels per day)

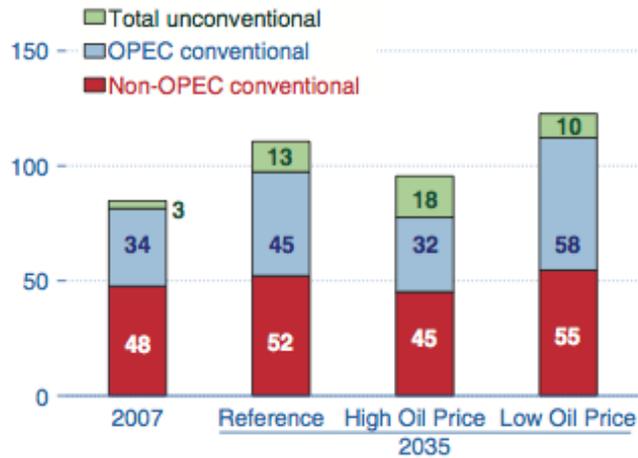
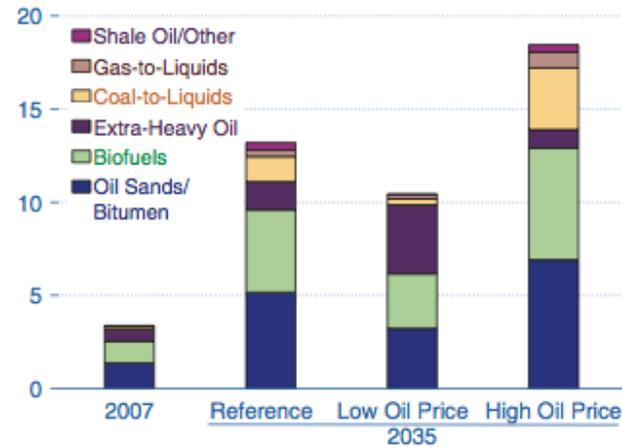
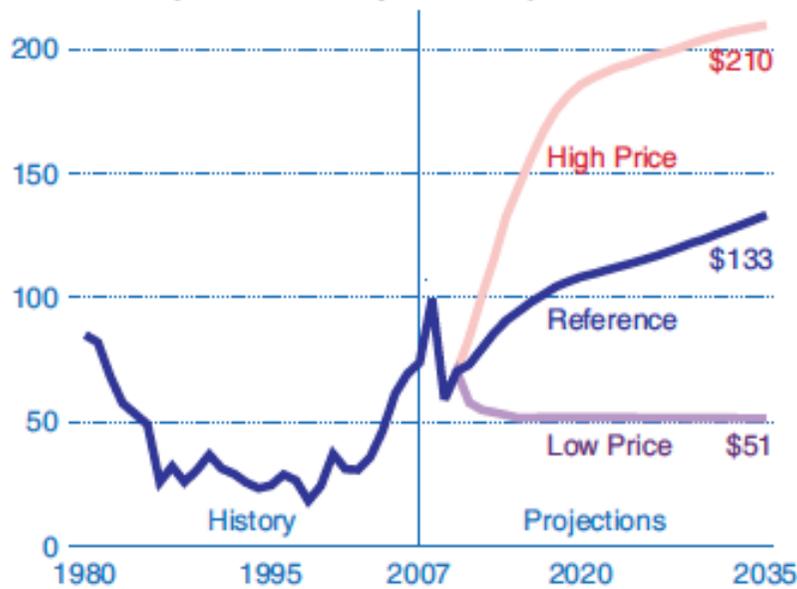


Figure 30. World production of unconventional liquid fuels in three cases, 2007 and 2035 (million barrels per day)

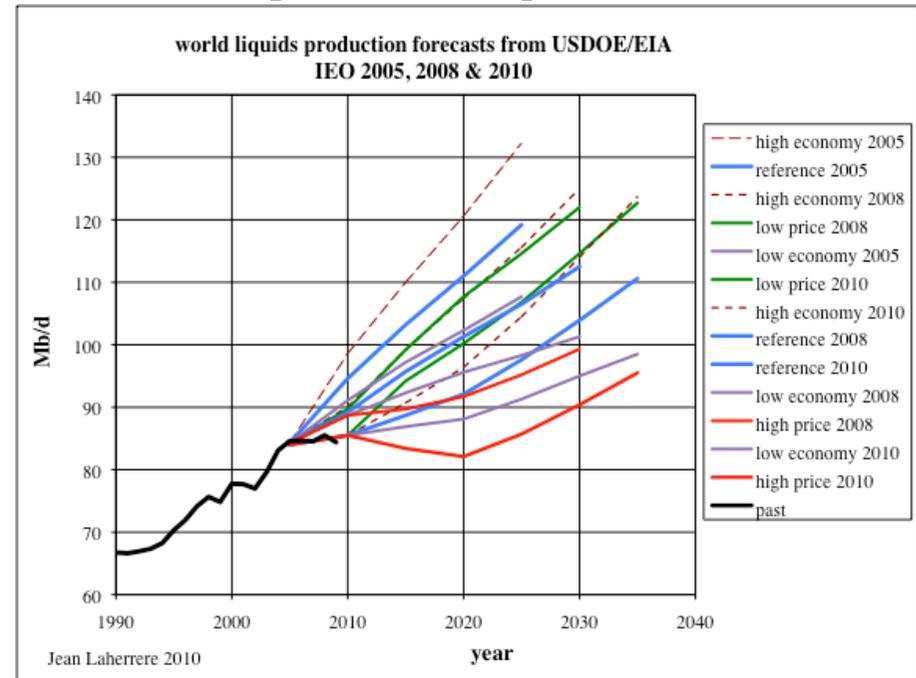


-Figures 16: USDOE/EIA IEO 2010 monde: scenarios prix

Figure 32. World oil prices in three cases, 1980-2035 (2008 dollars per barrel)



et scenarios production compares avec 2005, 2008



L'évolution des prévisions de l'USDOE/EIA International Energy Outlook de 2005 à 2010 montre une baisse constante des prévisions qui sont encore maintenant trop optimistes pour le scénario de référence.

Les prévisions de l'AIE (WEO 2010) avec le nouveau scénario **New Policies** (en plus du vieux scénario Current Policies) montrent que la production mondiale pétrolière decline pour la partie Non OPEP et reste plate hors liquides des gaz et non-conventionnel, en faisant l'hypothèse (vœu pieux) que la production du pétrole actuellement non développée et de le *a découvrir* compensera le déclin de les champs actuels! Pour le scénario 450 ppm, l'AIE diminue simplement le *a découvrir*!

-Figures 17: **monde: production tous liquides AIE (WEO 2010) scénario New Policies** par source et par type 1990-2035

Figure 3.18 • World oil production by source in the New Policies Scenario

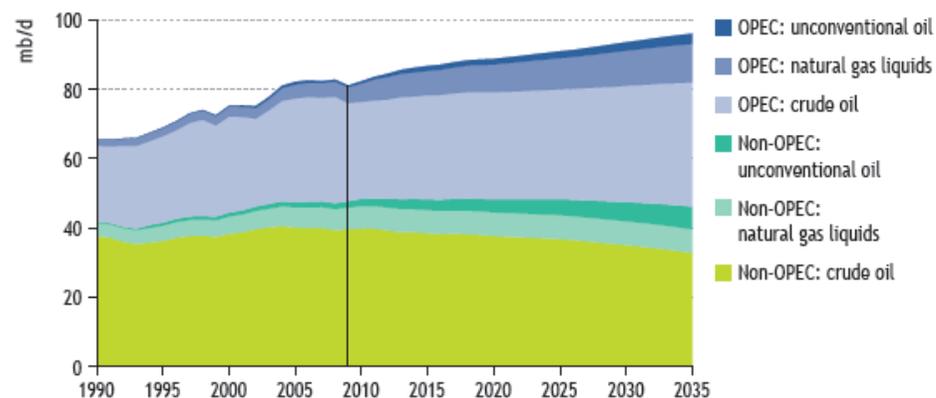
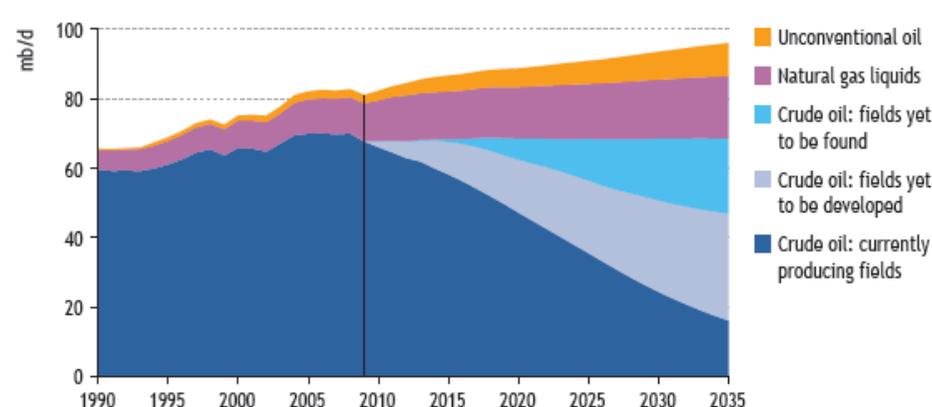


Figure 3.19 • World oil production by type in the New Policies Scenario



Le non-conventionnel montre une augmentation jusqu'en 2035 qui est inférieure à la précision des prévisions !

L'AIE fait aussi l'hypothèse d'une croissance du PIB de 3,6% de 2008 à 2020 (4,4% de 2010 à 2015), c'est à dire que la crise est terminée pour longtemps = Business As Usual! *Tout va tres bien Madame la Marquise!*

Le scénario AIE WEO 2010 Current Policies est proche du scénario EIA IEO 2010 référence et de l'OPEP, mais les données diffèrent pour le brut (avec condensat pour EIA) et les NGL (sans condensat pour EIA).

-Figure 18: **production mondiale de pétrole : scénarios AIE /WEO 2010 et USDOE/EIA/IEO 2010 référence**

Figure 19: **monde: production 1970-2030 tous liquides d'après l'OPEP WOO 2009**

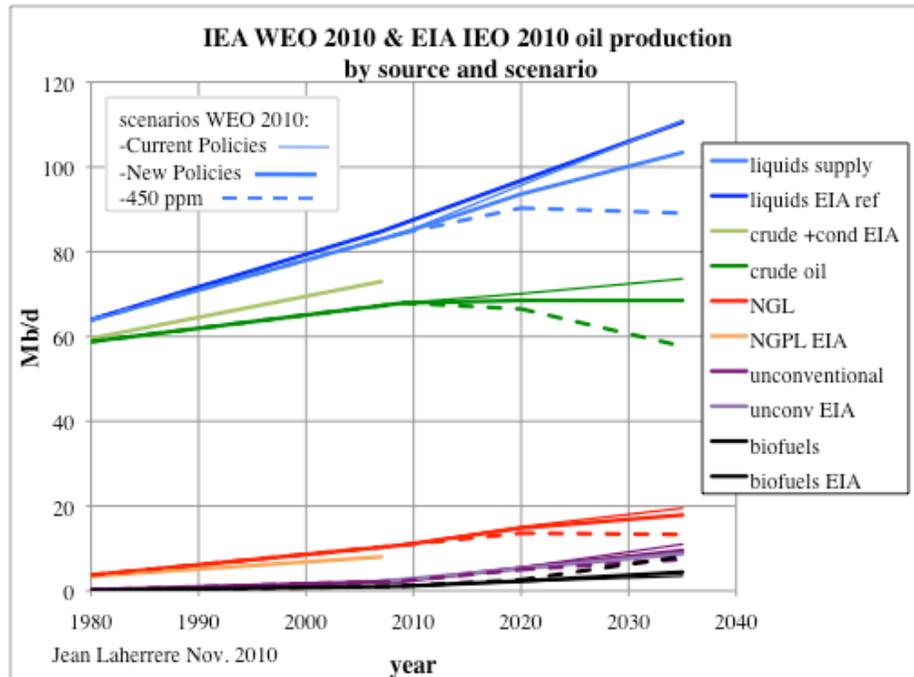
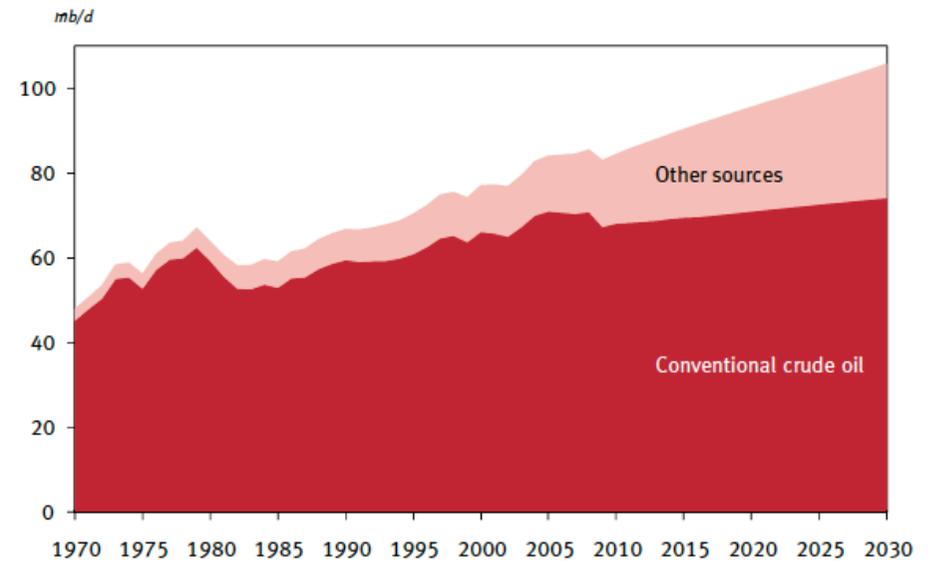


Figure 1.29
World oil supply 1970–2030: crude and other sources of oil



L'OPEP publie son World Oil Outlook 2009, admettant un tassement de la production conventionnelle, mais avec les autres « sources » on est à 106 Mb/d en 2030. Bien sûr l'OPEP ne veut pas entendre parler de pic de pétrole, bien qu'un pic de production amènerait un prix plus élevé, sans avoir un pic des revenus! Mais l'OPEP ne veut pas casser la croissance de leurs acheteurs !

La notion de pic pétrolier mondial (sur 64 pays producteurs, 18 ont passé le pic) est acceptée par beaucoup dont AIE (WEO 2010: le pic du brut a été passé en 2006 à 70 Mb/d (chiffres EIA brut + condensat = 73,72 Mb/d 2005 et 73,67 Mb/d 2008), mais le terme *peak oil* était absent dans WEO 2009!), Chevron, Shell, Total, Statoil, Deutsche Bank, Toyota, Volvo, US Corps of Engineers, US DoD, US Joint Forces Command, l'armée allemande, Royaume-Uni, Suède, et récemment l'Union Européenne (G.Oettinger).

Les sceptiques sont : OPEP, EIA (hors Sweetman), CERA (CERA a refusé en 2007 un pari de 100 000 \$ avec ASPO USA sur leurs prévisions en 2017) et Exxon-Mobil!

Certains refusent la notion de pic en disant qu'il y a encore beaucoup a developper (augmentation du taux de recuperation) , a decouvrir (taux de succes augmente), notamment en offshore profond, arctique, sans compter le non-conventionnel.

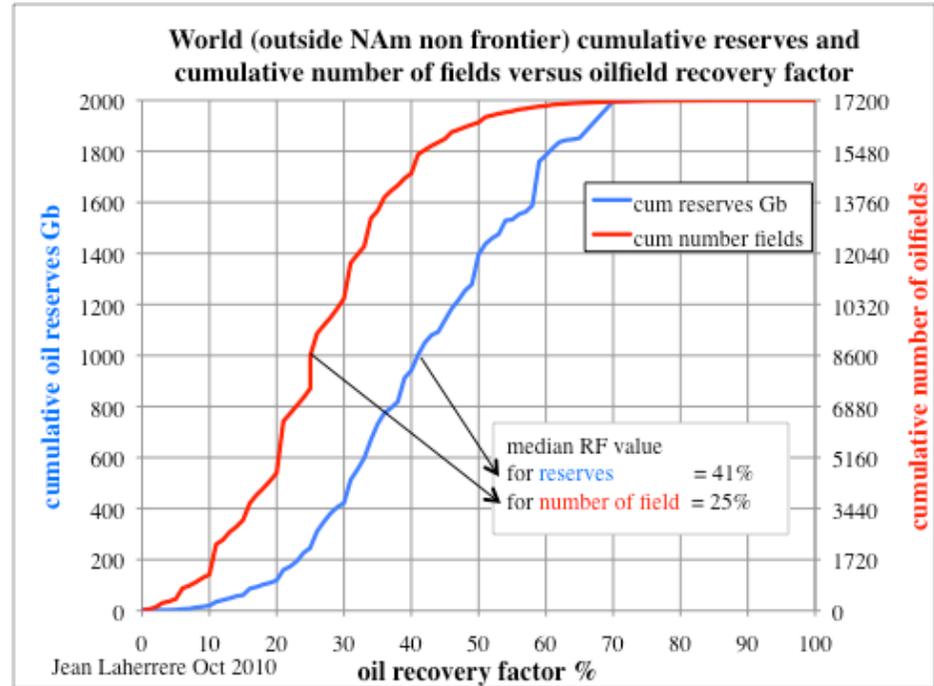
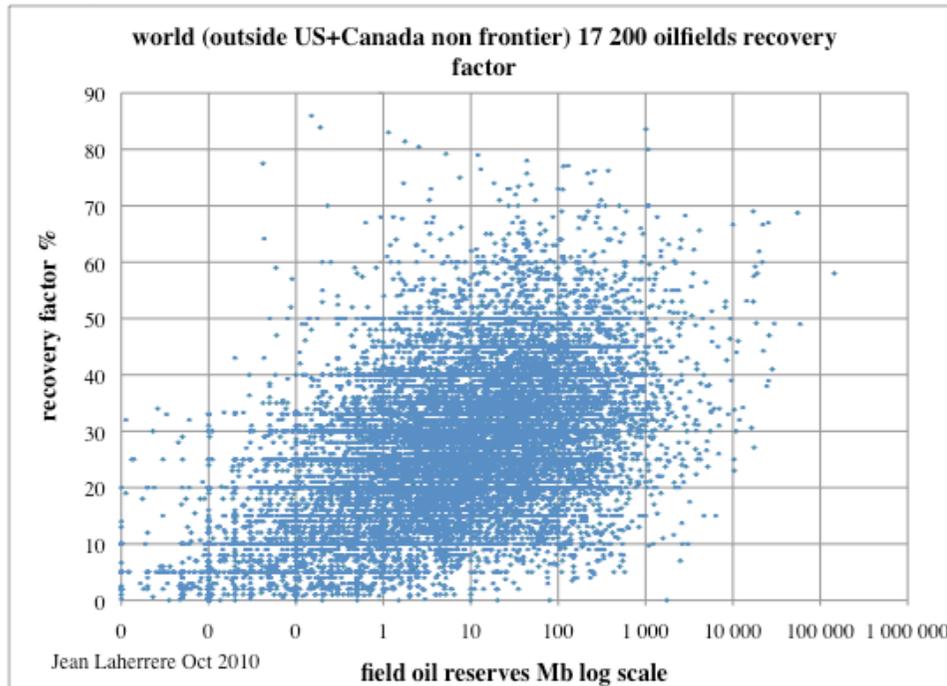
-Taux de recuperation

Pour les 17 200 champs de petrole avec donnees reserves et volume en place en 2010 dans le monde hors US + Canada terrestre classique, le taux de recuperation varie de 0 a 85% et le nuage en fonction des reserves du champ est tellement etale qu'une moyenne ne veut rien dire. De plus le volume en place est tres mal connu, meme quand le champ est epuise.

La moyenne arithmetique est de 116 Mb pour la taille du champ et 26% pour le taux de recuperation!

Le centre du nuage en echelle log semble se situer vers une taille moyenne de 20 Mb et un taux de 30%

-Figures 20: monde (hors US+Canda non frontiere): taux de recuperation des 17 200 champs de petrole et reserves par champ (echelle log)



Le taux de recuperation median est de 25% en fonction du nombre de champs mais de 41% en fonction du volume des reserves.

Le taux de recuperation depend principalement pour les champs conventionnels de la geologie du reservoir et la technologie ne peut transformer un gres peu poreux et peu permeable en un gres tres poreux et permeable !

Parler d'une augmentation moyenne du taux de recuperation mondial est ridicule, car un taux moyen mondial n'existe pas!

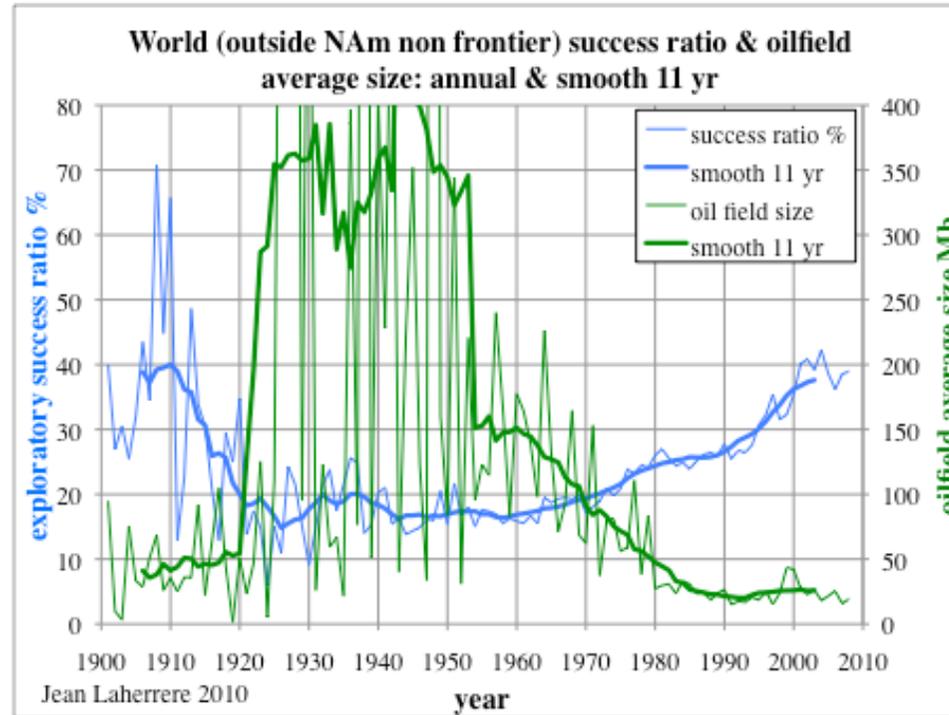
-Taux de decouverte et taille des champs

B.Tissot Academie des sciences « Perspectives energetiques » 2005

Ces mêmes disciplines, associées à la géophysique, ont déjà réduit le risque de l'exploration en faisant passer le taux de découverte de 1 forage sur 10 en 1970 à 1 sur 4 en 2000, voire 1 sur 3 dans certaines parties du monde. Les progrès de la mécanique des fluides en milieu poreux, et ceux de la physicochimie des interfaces ont déjà accru le taux moyen de récupération du contenu d'un gisement en exploitation de 25 % à 35 %, et l'objectif de récupérer 50 % semble possible.

Pour le monde hors US+Canada terrestre classique le taux de succes pour le petrole est passe de 1 sur 6 en 1960 a 1 sur 3 en 2000, mais la taille moyenne est passe de 150 Mb a 20 Mb on trouve deux fois plus souvent, mais la taille est 7 fois plus petite !

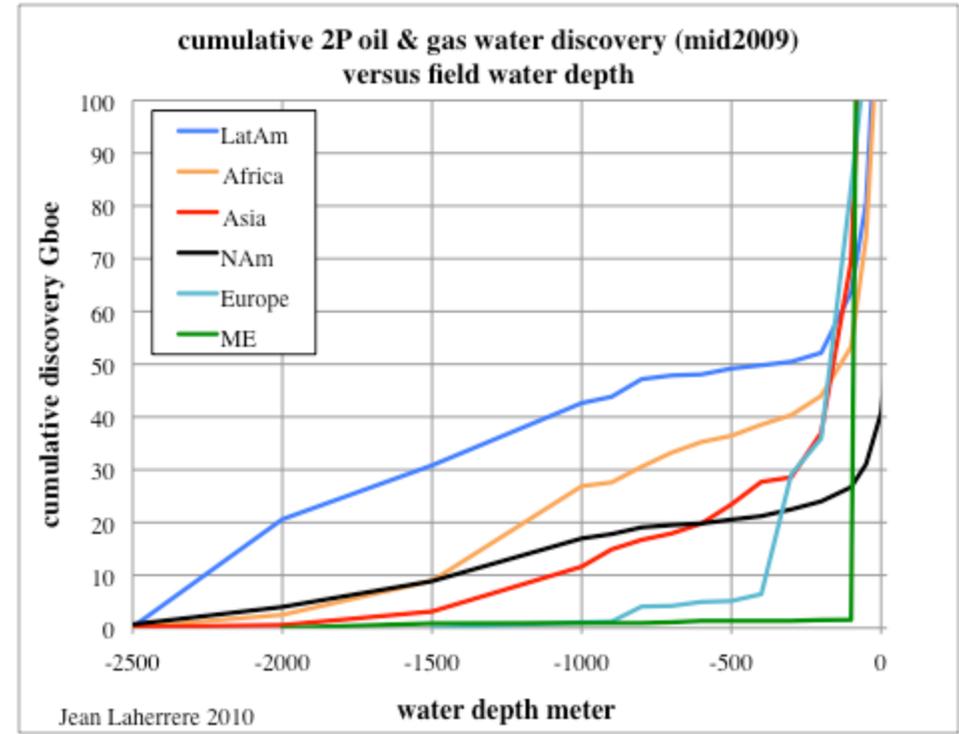
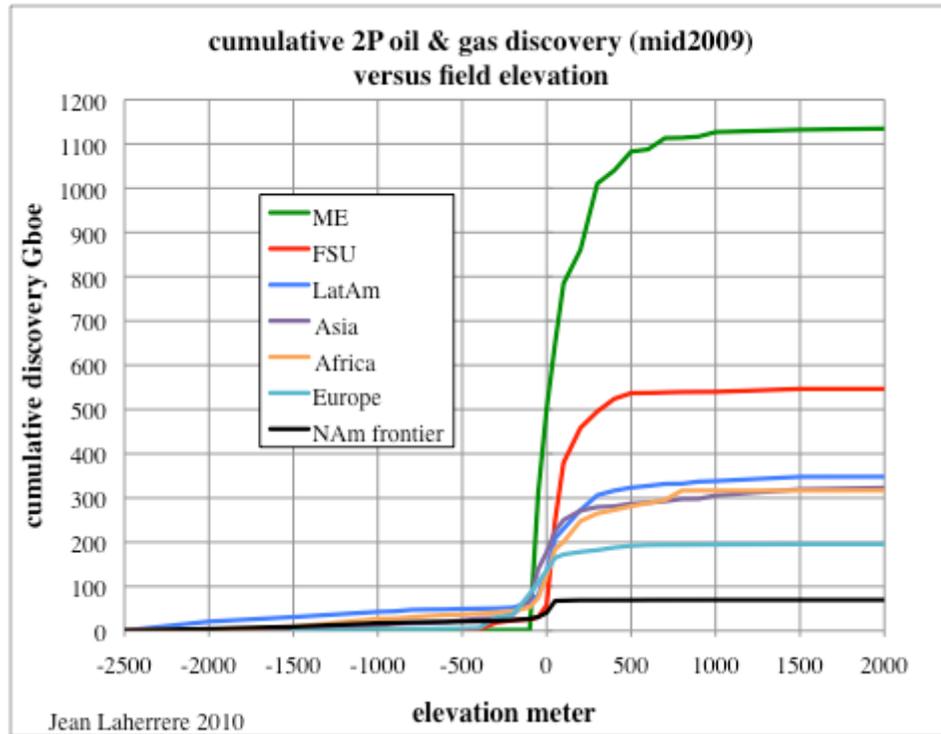
-Figure 21: monde (hors US+Canada non frontiere): taux de succes des puits d'exploration et taille des champs de petrole



-Offshore Profond = Deepwater

Il n'y a pas de consensus sur la definition de deepwater. Le plateau continental s'arrete avec la pente continentale vers les 200 m. Pour le BOEMRE (ex MMS) =1000 pied = 300 m, pour IHS = 400 m, pour World Oil magazine = 3000 pied = 900m. Nous avons pris la limite a 500 m, bien que la brisure des reserves se situe plutot vers 200m, mais les problemes logistiques commencent plutot vers 500 m

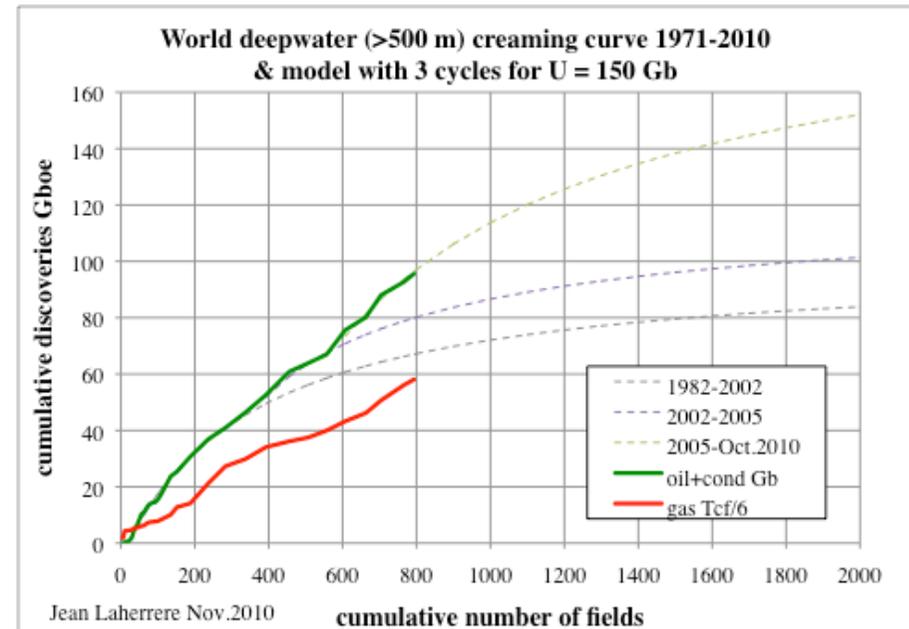
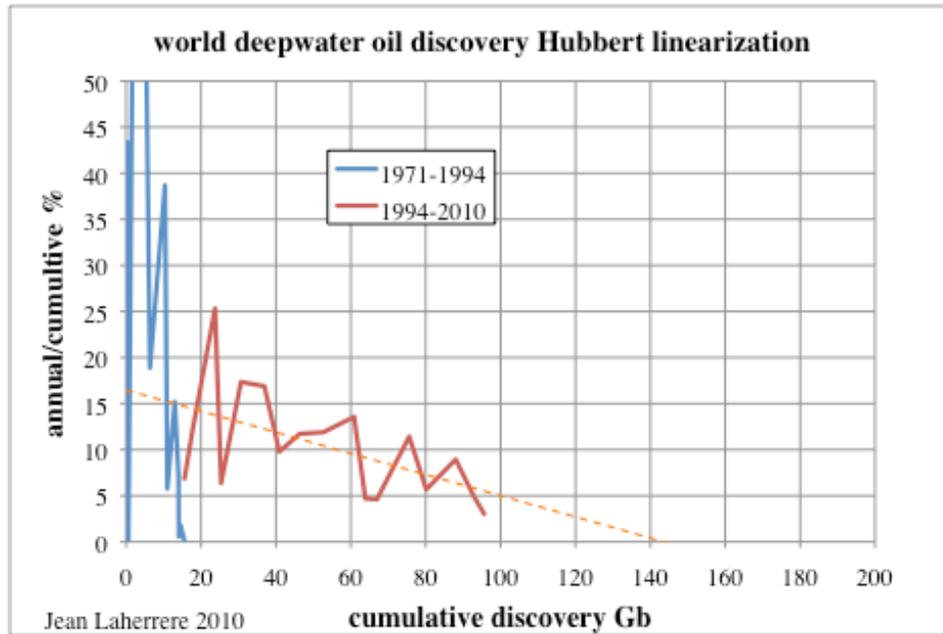
-Figures 22: **decouvertes cumulees par continent en fonction de l'altitude du champ de -2500m a 2000 m de-2500 a 0 m**



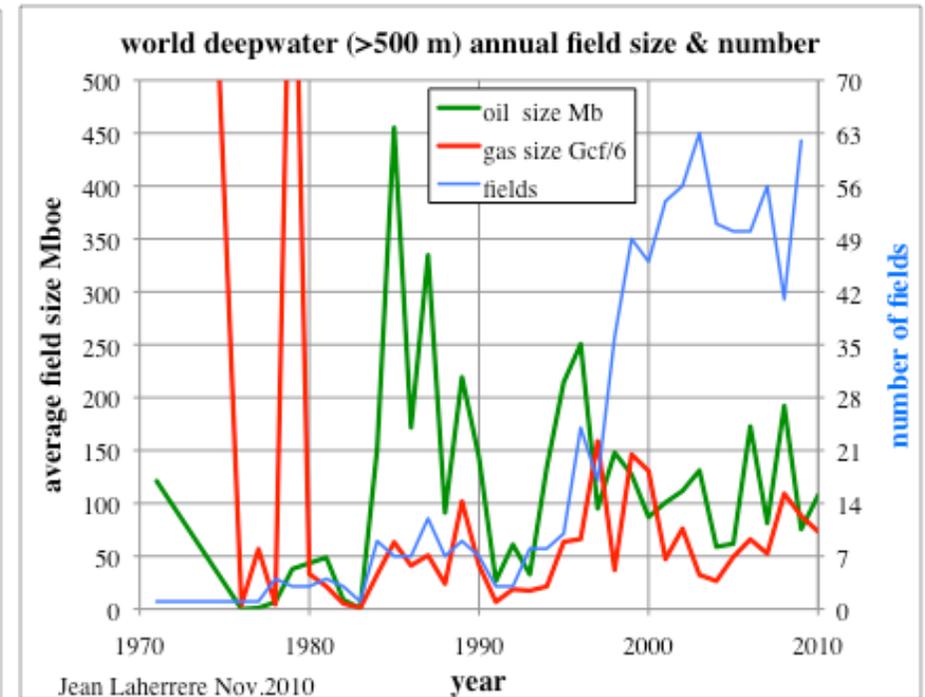
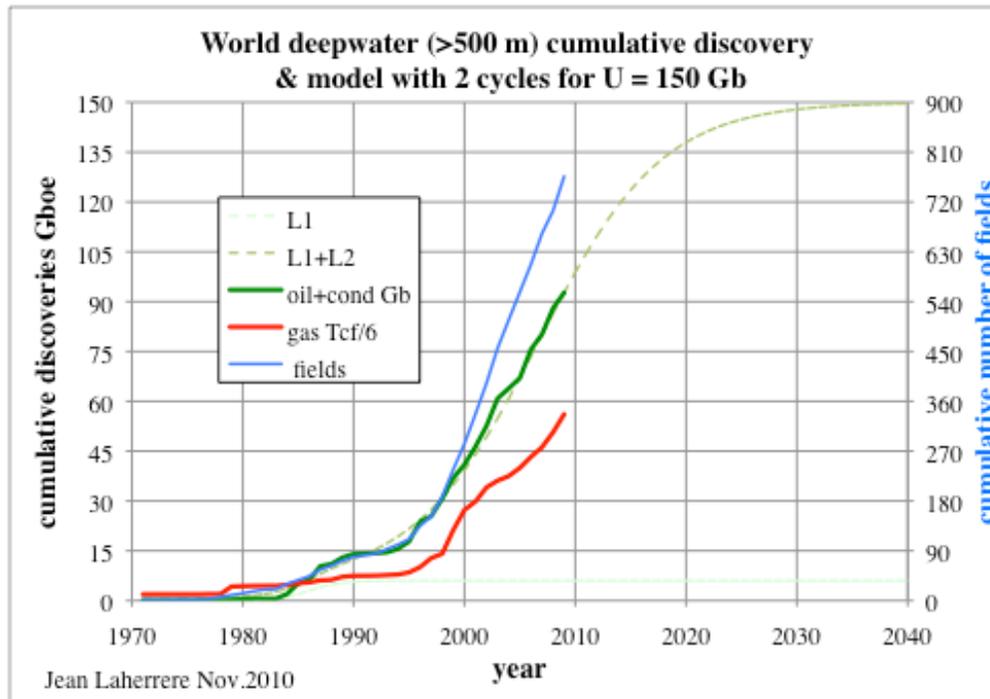
90 Gb de petrole ont deja ete decouvert et il doit rester 60 Gb a decouvrir. Il y a moins de gaz avec 55 Gboe = 330 Tcf decouvert.

-Figure 23: **petrole offshore profond: Linearisation d'Hubbert**

-Figure 24: **petrole offshore profond: courbe d'ecremage**



-Figures 25: offshore profond: decouvertes cumulees pour un ultime de 150 Gb nombre annuel & taille moyenne



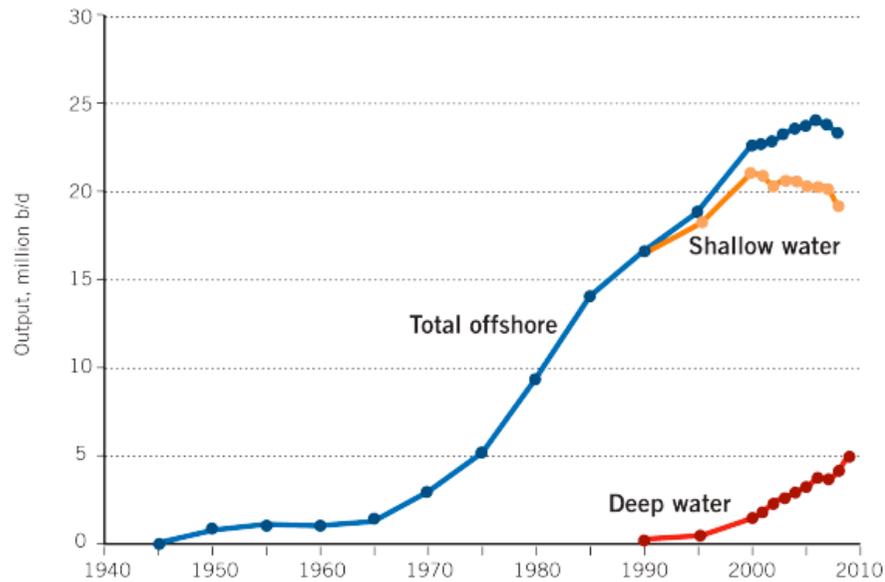
Il y a plus de pétrole que de gaz dans l'offshore profond. La taille moyenne des découvertes de pétrole était bien supérieure dans les années 80 (300 Mb) à la taille actuelle (120 Mb) malgré les découvertes récentes du Brésil

La production mondiale de brut offshore (Sandrea OGJ 1 Nov.2010) montre un pic en 2007, mais le *shallow* (<400 m) decline depuis 2000. L'ultime pour le *shallow* est pris à 320 Gb (217 Gb déjà produit en 2009) et pour le *deepwater* entre 80 et 180 Gb à partir d'une linéarisation (trop courte) d'Hubbert .

-Figures 26: **production offshore de brut d'après Sandrea**

linéarisation d'Hubbert

WORLD OFFSHORE CRUDE OIL PRODUCTION



Sources: IHS Inc., Wood Mackenzie, US Energy Information Administration

FIG. 1

WORLD OFFSHORE CRUDE OIL PRODUCTION DECLINE

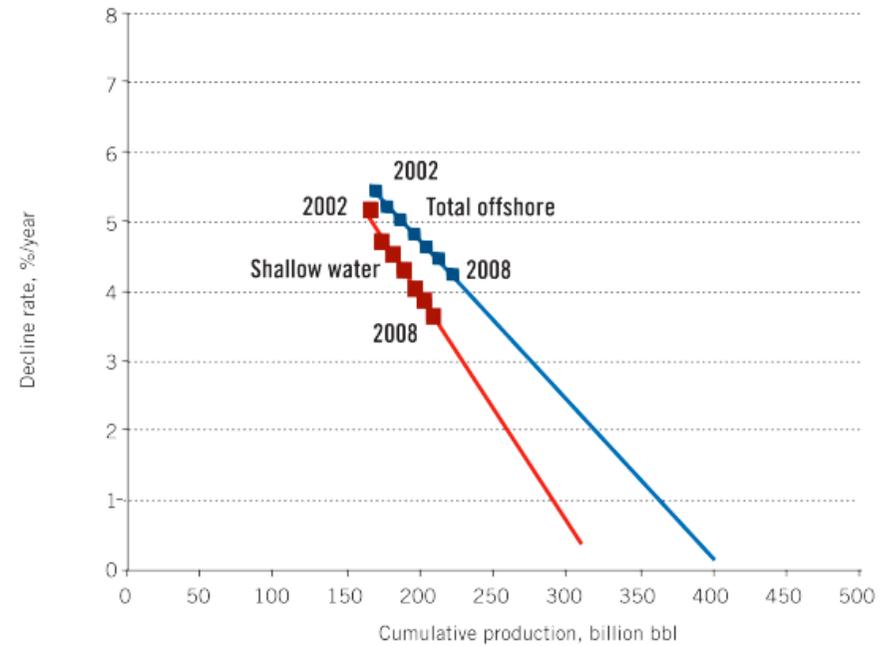


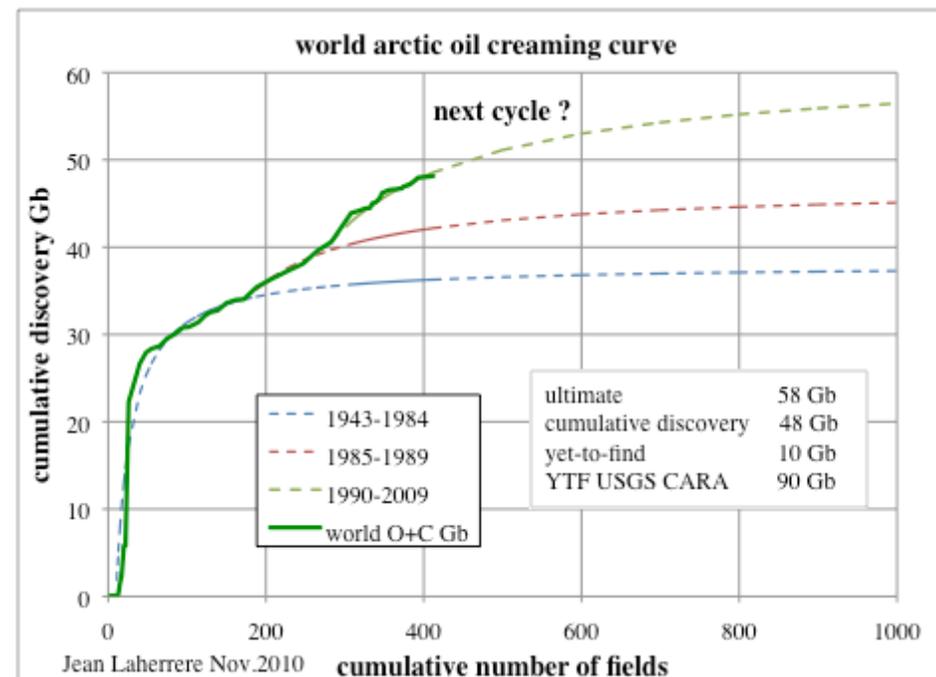
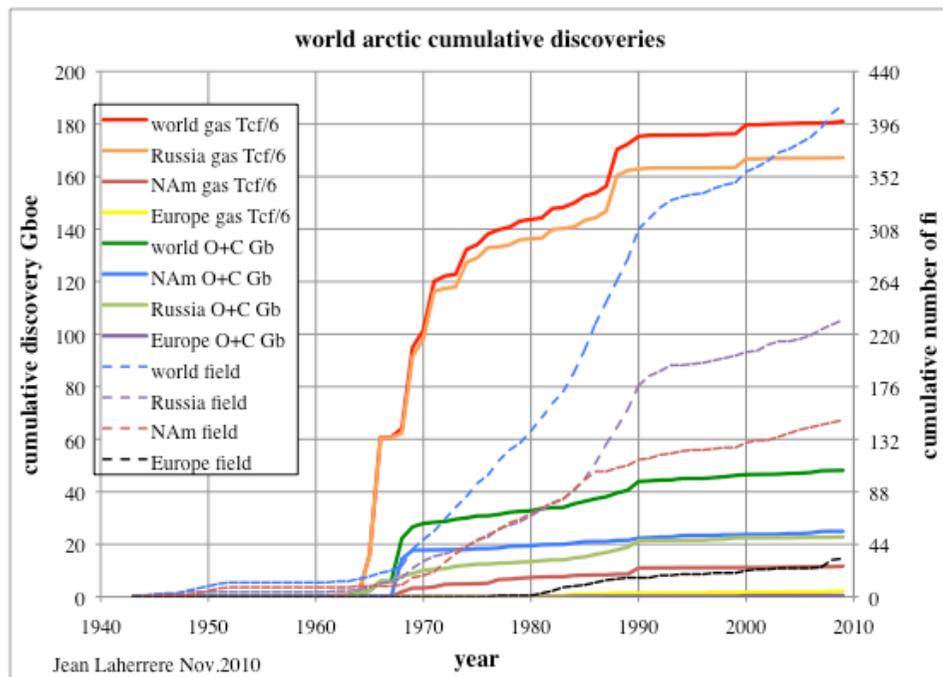
FIG. 4

-Reserves de l'Arctique (nord 66°33'39" ou 66,56°)

Trois regions sont concernees: Russie, Europe, Amerique du Nord et les decouvertes de gaz sont beaucoup plus importantes que les decouvertes de petrole

-Figure 27: decouvertes arctiques cumulees par continent

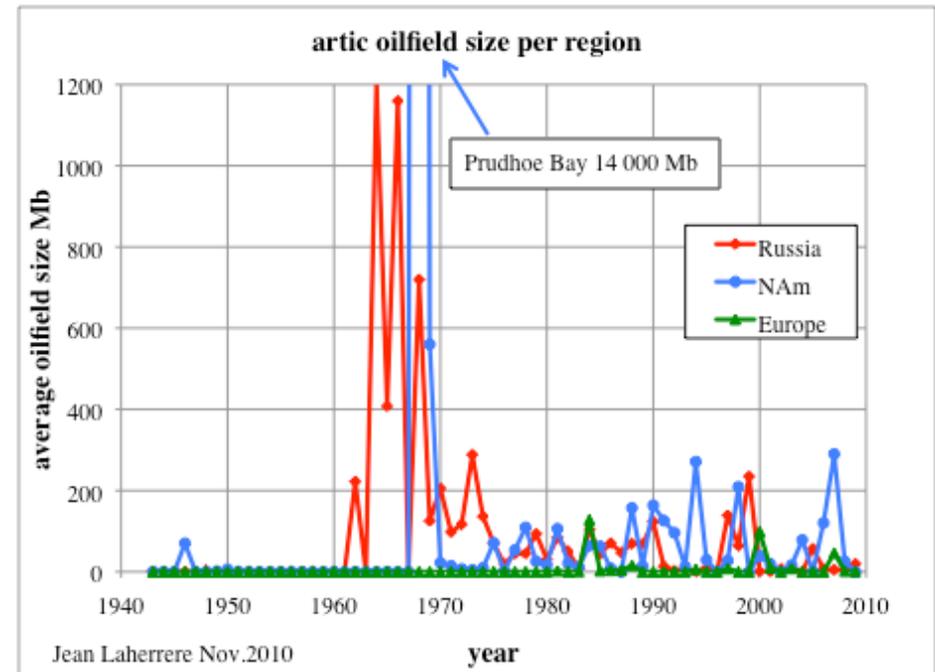
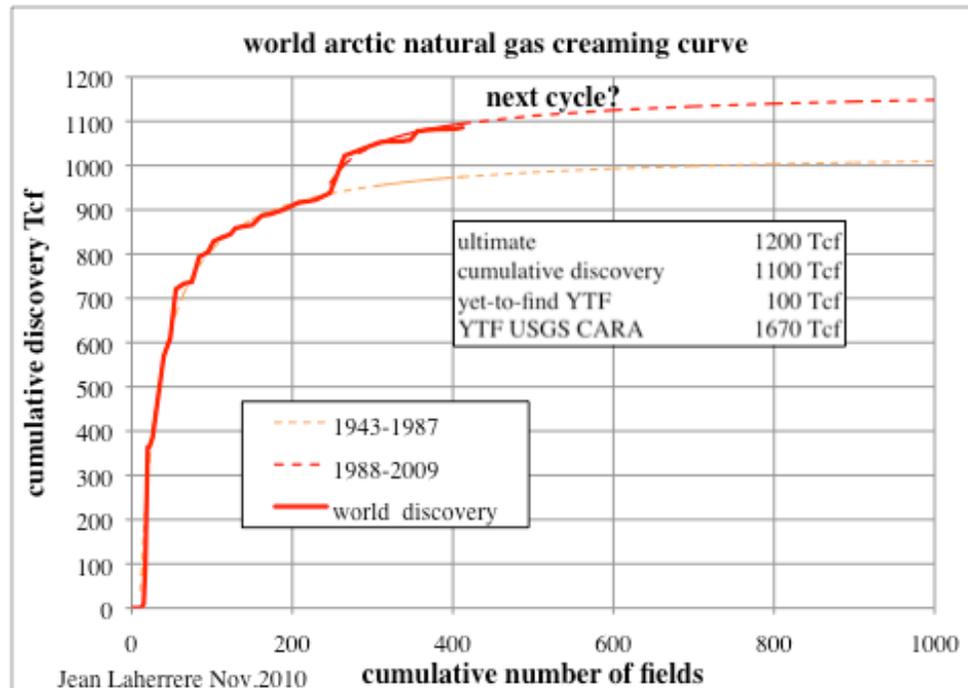
-Figure 28: decouvertes petrole arctique: courbe d'ecremage pour un ultime de 60 Gb



Depuis 1990 peu de decouvertes en volume malgre une centaine de decouvertes .
 A ce jour 48 Gb ont ete decouvertes et il doit rester environ 10 Gb a decouvrir

-Figure 29: decouvertes gaz arctique: courbe d'ecremage pour un ultime de 1200 Tcf

-Figure 30: decouvertes petrole arctique: taille moyenne des champs



1100 Tcf ont déjà été découverts et il doit rester à découvrir de l'ordre de la centaine (1670 Tcf pour USGS)
 La période faste de la taille des découvertes de pétrole des années 60 est du passé

L'USGS dans son étude CARA (Circum-Arctic Resource Appraisal) FS2008-3049 sur le potentiel de l'arctique estime qu'il reste 90 Gb à découvrir pour le pétrole (dont 30 Gb dans l'Alaska), 44 Gb pour les liquides de gaz et 1670 Tcf (en fait la valeur donnée est: 89,963 21 Gb; 44,064 24 Gb; 1668,657 84 Tcf, avec un tas de décimales sans se préoccuper du calcul d'erreur).

Nadeau (Statoil) divise cette estimation pour le pétrole par 2 à 4 et pour moi c'est par 10 Laherrere J.H. 2008 "Arctic oil and gas potential" The Oil Drum 11 March <http://europe.theoil Drum.com/node/3666>

Lettre journalière du 12 août de la conférence International Geological Congress Oslo 2008

Vast resources of petroleum – hopefully

Most of the Arctic offshore is underexplored with respect to petroleum. Huge quantities of oil and gas may be present in basins that have not been drilled yet, according to an updated estimate from USGS. Not everybody agrees, though.

The extensive Arctic continental shelves may constitute the geographically largest unexplored prospective area remaining on Earth," says Donald Gautier of USGS, project chief of the assessment.

Through the discovery of more than 400 oil and gas fields, almost 10 percent of the world's known petroleum resources (cumulative production and remaining proved reserves) are found north of the Arctic Circle. USGS now estimates that approximately 13 percent of the undiscovered conventional resources are to be found within this area. Their mean estimate is that some 300 billion barrels of oil equivalents (oil and gas) may be discovered in the next decades. This is the main conclusion of a recently published assessment of potential conventional oil and gas resources in the Arctic realm made by USGS. The report was presented by Donald Gautier on Monday morning.

Out of 25 Arctic geological provinces studied, 17 were judged to have a significant

petroleum potential (i.e. one or more accumulations with at least 50 million barrels o.e.)

There are, however, differing opinions with respect to how many barrels of oil could be found within the Arctic. Paul Nadeau of StatoilHydro presented his view that the USGS estimate is 2-4 times higher than it should be.

"While the USGS assessment might be correct in their relative ranking of the basins, we believe that their numbers are too high. That does not matter for the oil companies, but we may end up fooling the governments," Nadeau said.

Donald Gautier of USGS has a very positive, albeit controversial, view of the hydrocarbon resources north of the Arctic Circle.



Looking for people

Oil companies are chasing new recruits at the GeoExpo. Maersk Oil is growing in Norway and hope to recruit employees to their office in Stavanger. "We are looking for creative and dedicated geo-scientists and engineers with a drive for results. We have a long term perspective in Norway and need young people in our company, but also geo-scientists with some

ten years of experience", David Cross at the Maersk-exhibition tells us.

Maersk Oil extracts some 800,000 barrels of oil equivalent per day world-wide.



David Cross and Eva Filtzer work for Maersk in Denmark.

Les estimations de l'USGS (Gautier) sont des *vœux pieux*, il y a surtout du gaz et le gaz de Prudhoe Bay attend depuis 40 ans la construction d'un gazoduc, de meme pour le gaz d'Yamal et de Stokman
Le *shale gas* rend le gaz arctique non economique pour le moment !

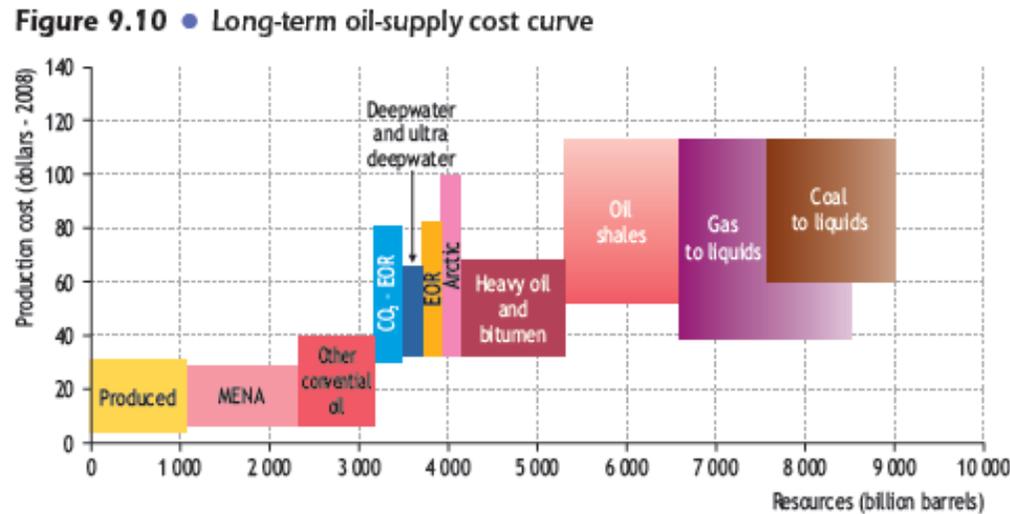
En 2010 l'USGS a actualise le potentiel de la NPRA (National Petroleum Reserve Alaska = former Naval Petroleum Reserve created in 1923) apres une activite d'exploration et a fortement diminue l'estimation de 2002 qui etait de 10 Gb et 61 Tcf pour la reduire par un facteur de plusn de dix a 0,9 Gb (en fait 896 Mb) et 6 Tcf, car l'activite recente d'exploration dans la NPRA a ete decevante avec quelques champs non economiques.

Le champ de Badami, situe entre Prudhoe Bay et l'ANWR, decouvert en 1994 par Conoco, a ete developpe par BP avec un cout de 300 M\$, esperant produire 30 000 b/d. Mais BP n'a produit que 3200 b/d en 1999 et a arrete la production en 2004 et depuis 2008 avec un total cumule de 5 Mb. Un petit independent Savant Resources est en train de forer 2 puits horizontaux a Badami pour rehabiliter ce champ aux reservoirs compartimentes, mais les subventions (Production tax credits) aident bien!

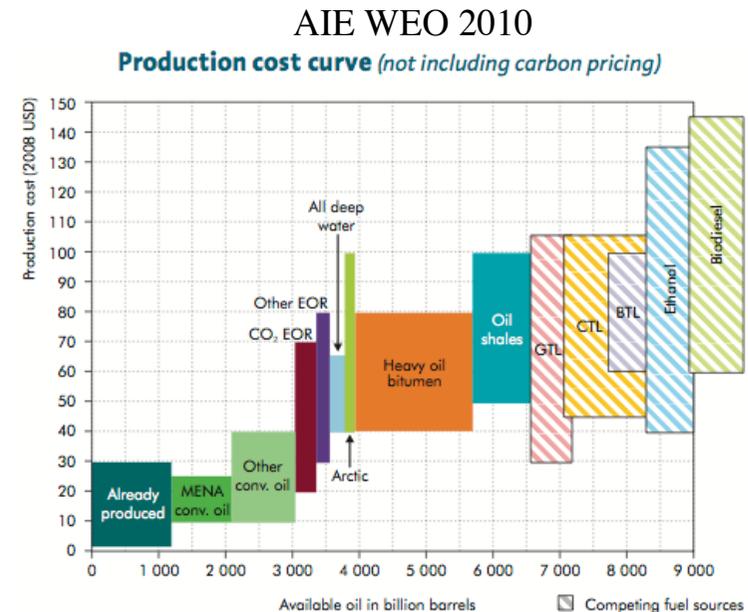
-Cout et Ressources: graphique promotionnel!

Les organismes officiels aiment bien donner un graphique cout et ressources, sans bien definir les termes et les modes de calcul. L'AIE affiche 9000 Gb de ressources quand Total se contente de 3000 Gb de reserves et la Deustch Bank de 2100 Gb.

-Figures 31: **cout de production en fonction des reserves ou ressources**
AIE/WEO 2008

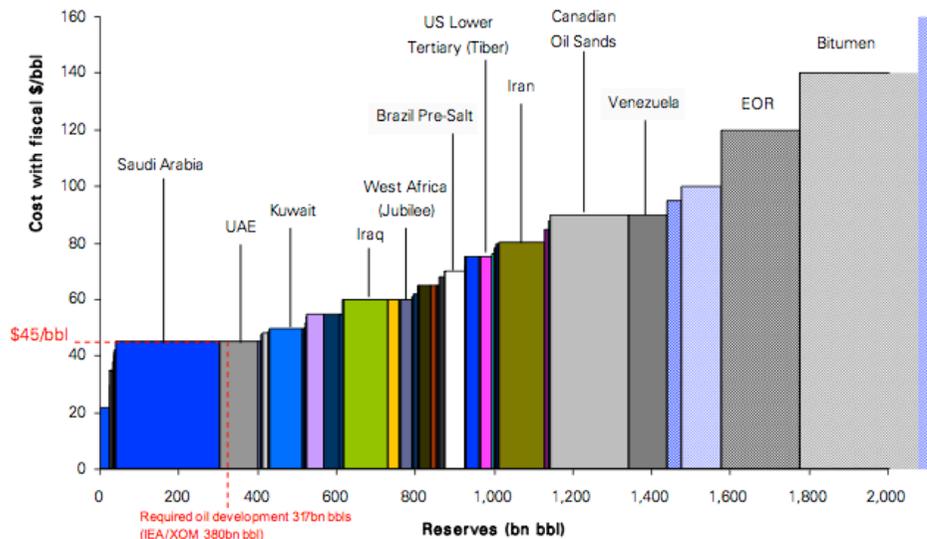


Deustch Bank 2009



Total 2010

Figure 23: Cost curve of future oil supply, assuming open access – available reserves at a given level of oil price



Source: IEA, Deutsche Bank

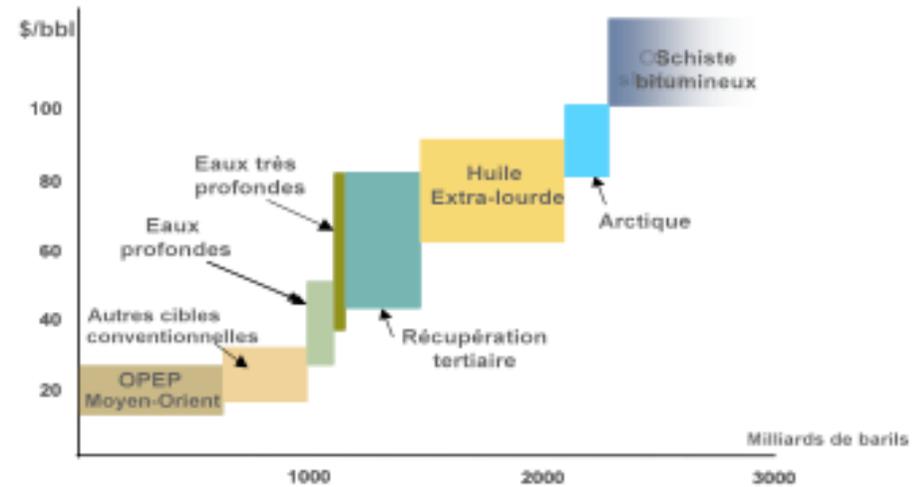


Figure 18 - Production costs, reserves and economic thresholds (Total document).

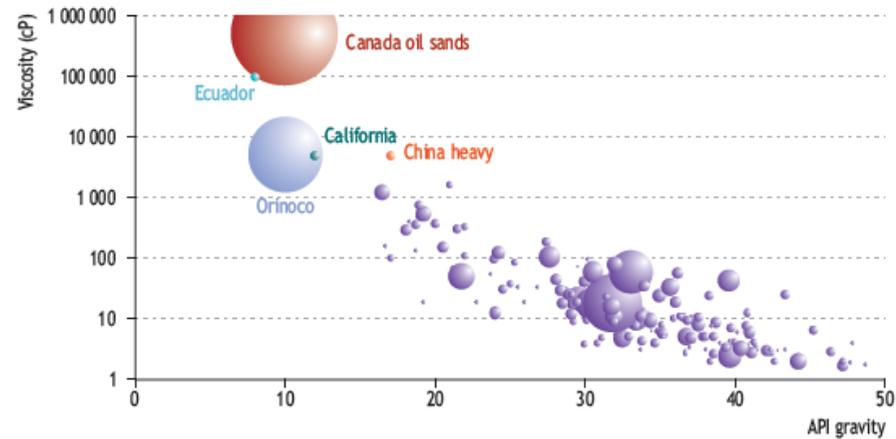
Il s'avère que la fourchette des coûts est considérable: Saudi Arabia de 20 \$/b pour l'AIE, à 40 \$/b pour la DB; schistes bitumineux à 50 \$/b pour l'AIE, à 100 \$/b pour Total!; bitume à 140 \$/b pour la DB.

Cela montre que les estimations sont très peu fiables !

Il y a continuité entre le conventionnel et le non-conventionnel, mais les modes d'extraction apportent des limites avec le thermique notamment. L'AIE dans son WEO 2010 donne un graphique viscosité, densité et volume. Il y a continuité, mais avec des trous, une concentration avec extra-lourd à un bout et pétrole léger vers 32°API au milieu

-Figure 32: WEO 2010: viscosité versus densité avec volume des champs allant du conventionnel au non-conventionnel

Figure 4.5 • Continuum from conventional to unconventional oil resources



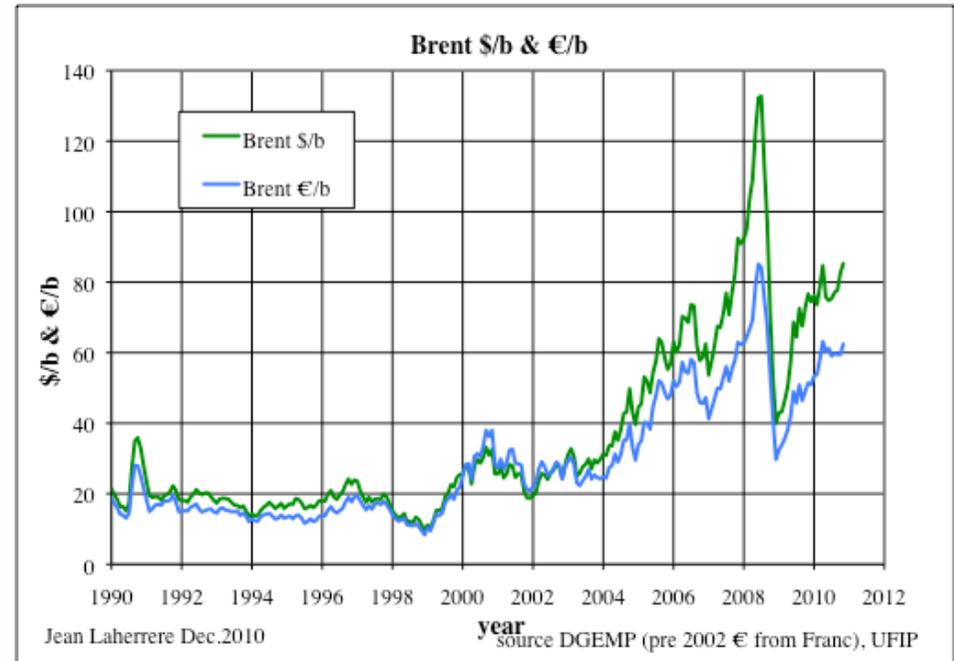
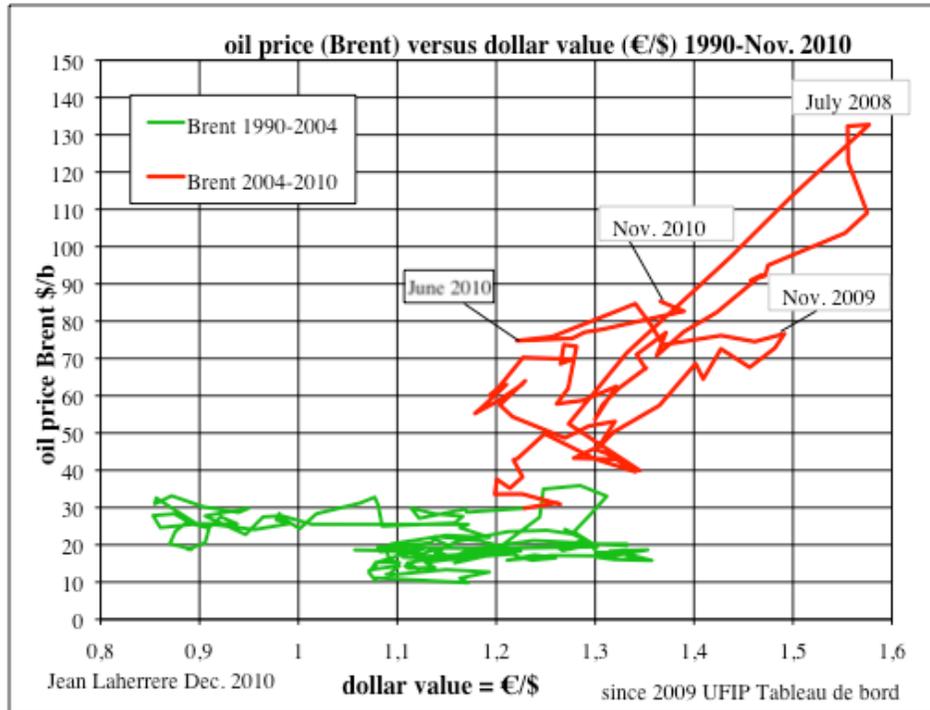
-Prix du brut

Il est difficile de prévoir le prix du barril (je ne le fais pas) car le comportement humain est irrationnel. Toutefois le prix du barril étant surtout donné en dollar US, la valeur du dollar par rapport aux autres monnaies est un facteur important.

Le graphique prix du Brent (la production du Brent est maintenant insignifiante et est un panier d'autres champs) en \$/b versus valeur du dollar par rapport à l'euro, montre qu'il n'y a pas de corrélation de 1990 à 2004, mais qu'il y a une bonne corrélation de 2004 à novembre 2009 et que la valeur en novembre 2010 est revenue dans ce schéma

-Figure 33: **prix du brut (Brent) et valeur du dollar (€/€)**

-Figure 34: **prix du brut (Brent) en \$/b et €/b**



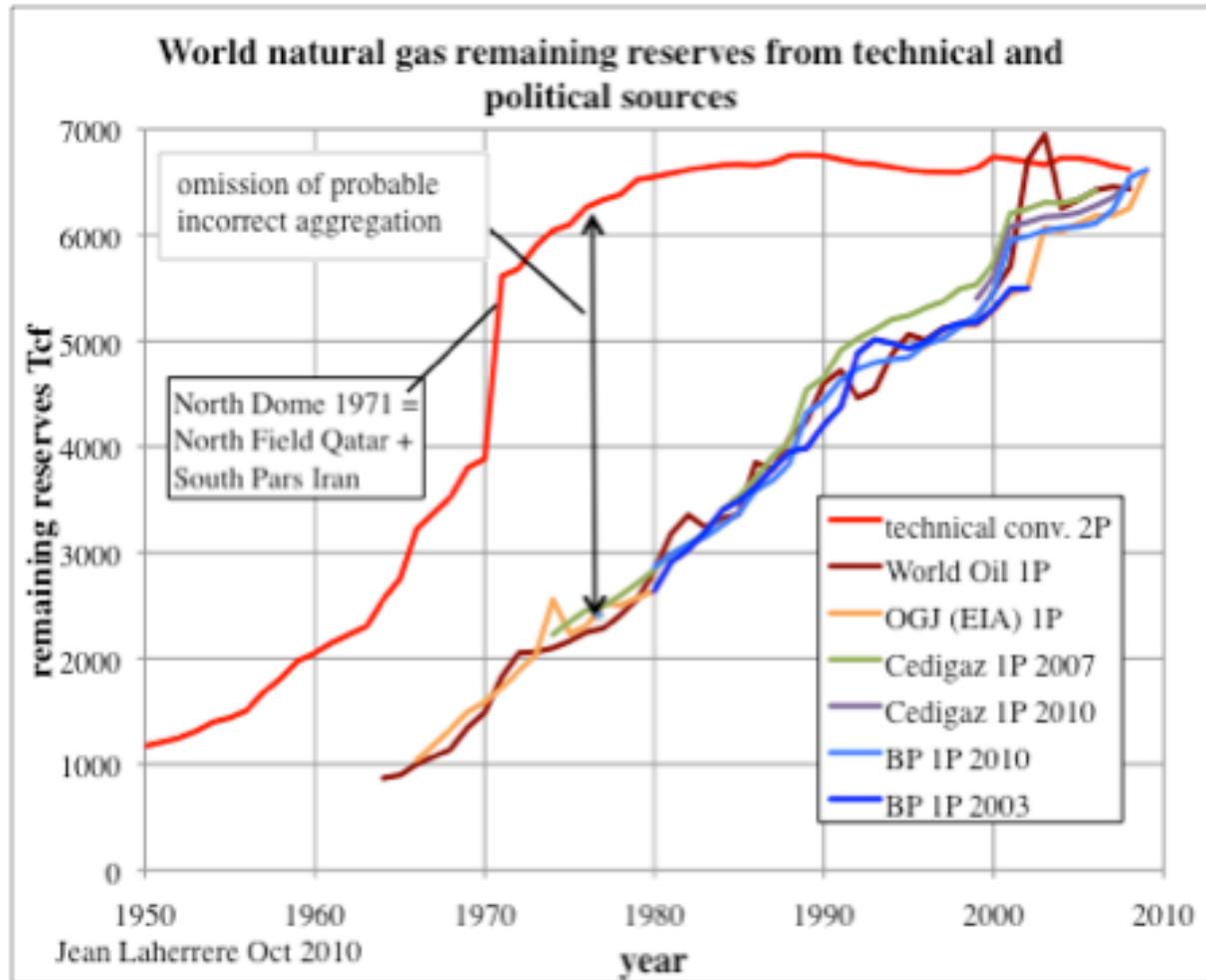
Depuis 2004, le prix en €/b est plus modere qu'en \$/b

-Gaz naturel

Les reserves dites prouvees de gaz sont aussi tres differentes des valeurs techniques 2P, bien qu'il n'y a pas la pression des quotas des production de petrole de l'OPEP.

Les **reserves restantes techniques** plafonnent depuis 1980 alors que les **reserves dites prouvees** ont double depuis 1980!

-Figure 35: **reserves restantes mondiales de gaz d'apres les sources techniques et politiques**

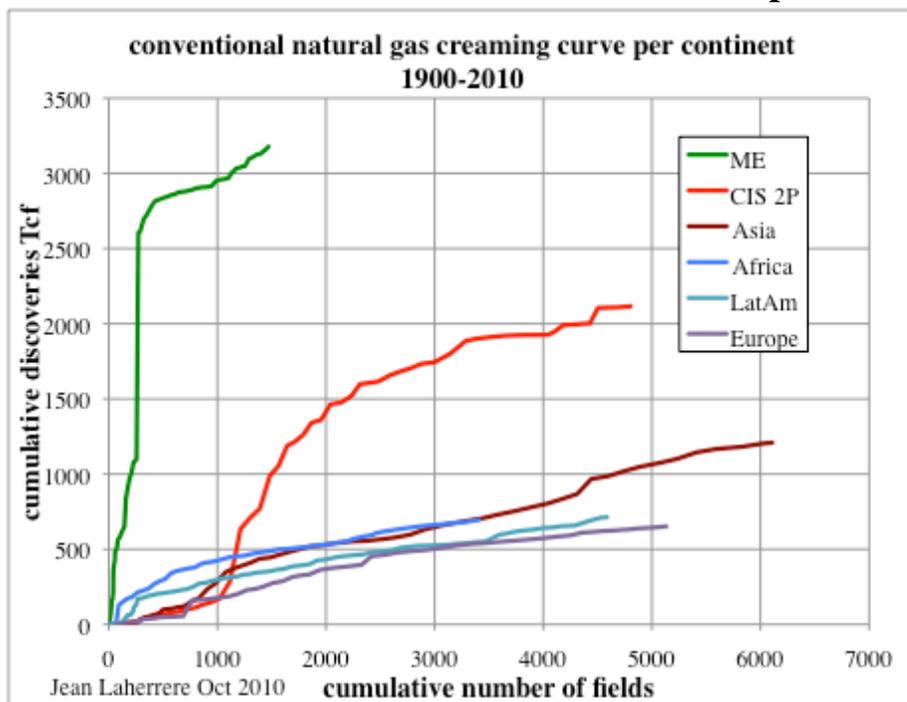


La encore les économistes, ne disposant que des valeurs politiques, raisonnent sur des évolutions complètement fausses!

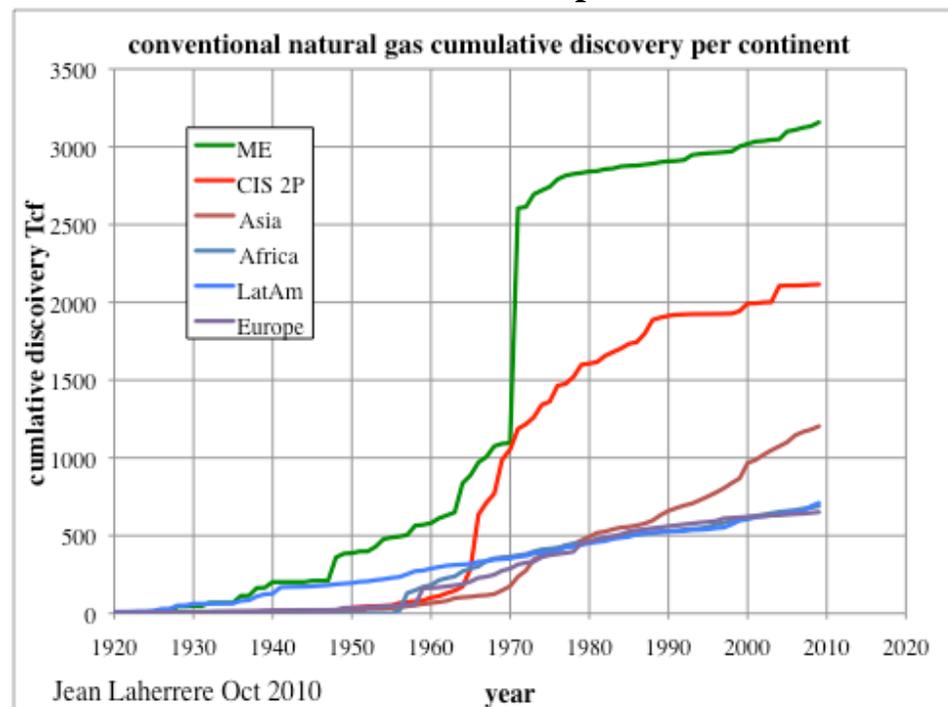
Le continent le plus gâté est encore le Moyen-Orient avec le champ supergéant de North Dome découvert en 1971 (constitué de North Field au Qatar et South Pars en Iran), suivi par la CEI. Les courbes d'écremage montre que ces 2 régions dominent alors que les autres sont similaires. En temps c'est l'Asie qui a la croissance la plus forte.

-Figures 36: **courbe d'écremage du gaz naturel par continent**

en fonction du nombre de champs



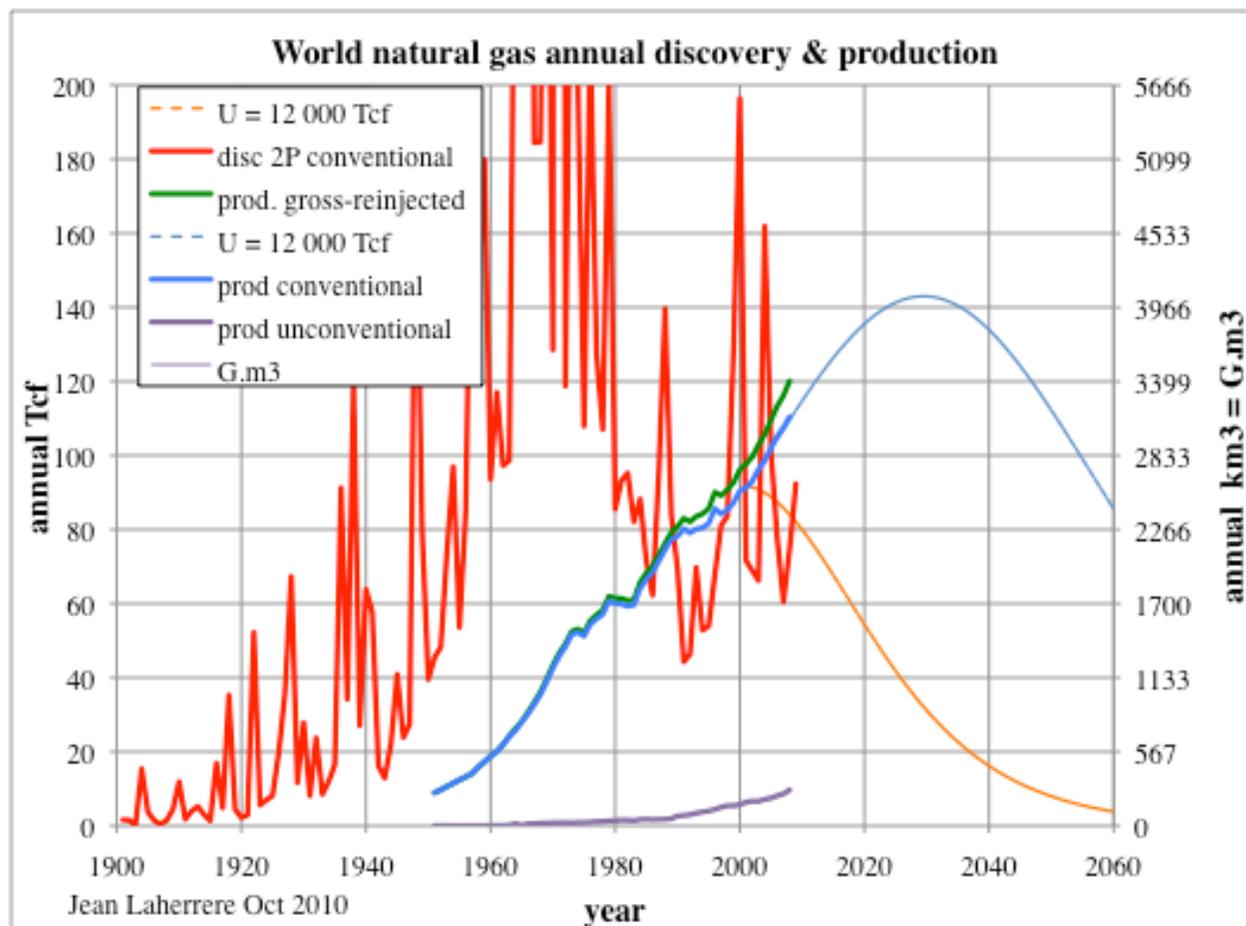
en fonction du temps



-Previsions de production

Le pic des decouvertes de gaz conventionnel se situe vers 1970 et le pic de production (gross-reinjected) sera vers 2025-2030 a moins de 150 Tcf/a. (ou 4000 milliards de m³ = km³ = G.m³)

-Figure 37: decouverte et production mondiale annuelle de gaz conventionnel pour un ultime de 12 Pcf

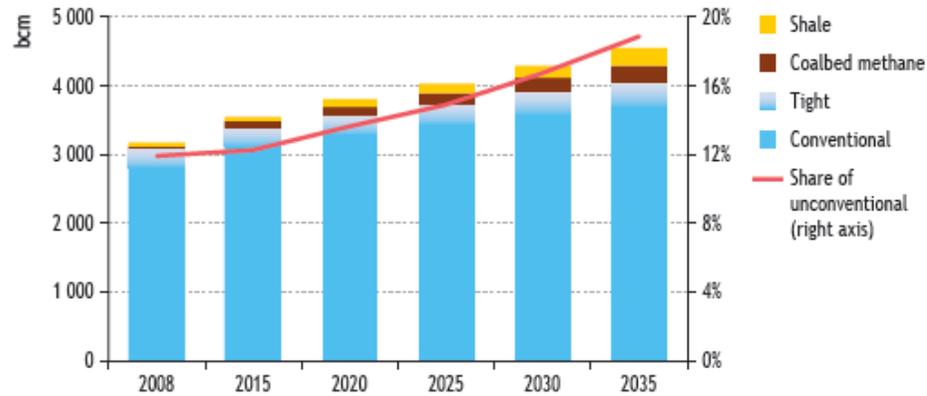


Le pic du gaz conventionnel est prévu vers 2025-2030 vers 140 Tcf ou 4000 G.m³, alors que le scénario New Policies de WEO 2010 prévoit 4500 G.m³ en 2035 (en 2030 3600 G.m³ pour le conventionnel, moins que ma prévision !)

-Figure 38: prévisions de production mondiale de gaz d'après WEO 2010 scénario New Policies 2008-2035

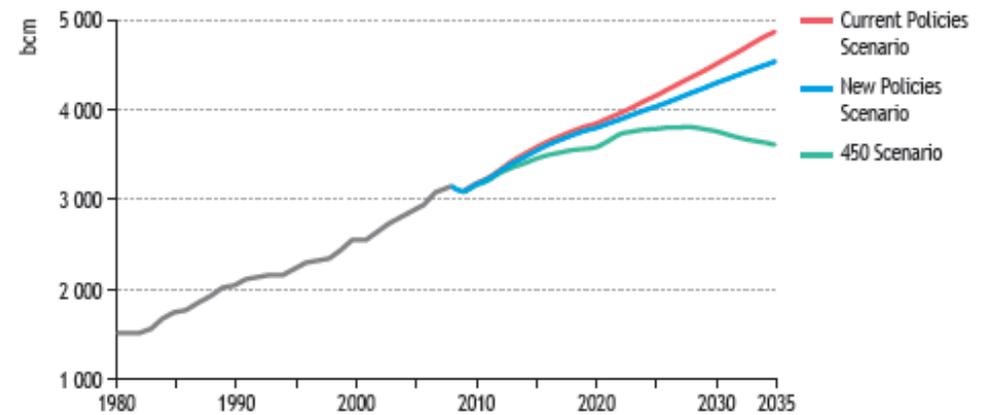
-Figure 39: WEO 2010 production mondiale de gaz trois scénarios

Figure 5.4 • World natural gas production by type in the New Policies Scenario



Note: Tight gas production is defined and reported in different ways across regions, so the data and projections shown here are subject to considerable uncertainty, indicated by the shading.

Figure 5.1 • World primary natural gas demand by scenario

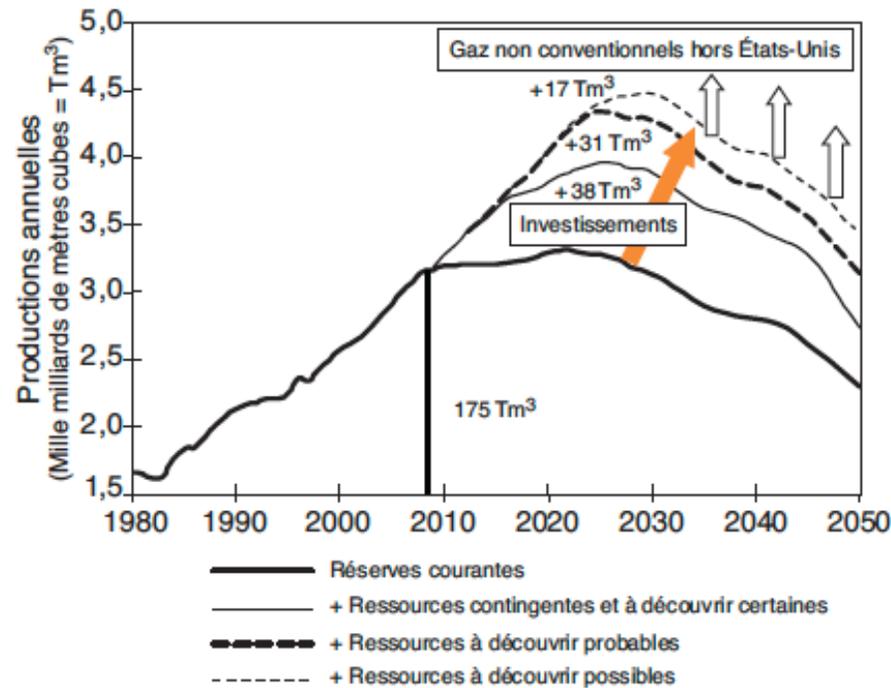


Le *shale gas* ne joue pas un grand rôle dans le New policies en 2035, seulement 200 G.m³ (7 Tcf)!

L'IFP (Panorama 2010) donne des prévisions de production en fonction des réserves courantes (1P ?) et des investissements. Il aurait été préférable de distinguer les réserves espérées découvertes (2P) et le à découvrir, qui ne dépendent pas que des investissements, mais surtout de la géologie. Il ne faut pas confondre le probable découvert et le à découvrir probable.

-Figure 40: **production mondiale annuelle de gaz 1980-2050 d'après IFP Panorama 2010 Y.Matthieu**

Fig. 5 - Scénarios de production de gaz selon les efforts qui seront entrepris pour les produire



Source : IFP

La production est donnée en teramètre cube = Tm^3 = teramètre au cube = $10^{36} m^3$ et non $10^{12} m^3$

L'IFP (et aussi Total) utilise pour milliard de mètres cubes Gm^3 ($= 10^{27} m^3 = 1$ million volume Terre) au lieu de km^3 ou à la rigueur $G.m^3$

La confusion sur les unités a abouti à la destruction de la sonde Mars Climate Orbiter et le naufrage de la plateforme de Frigg!

-shale gas & tight gas

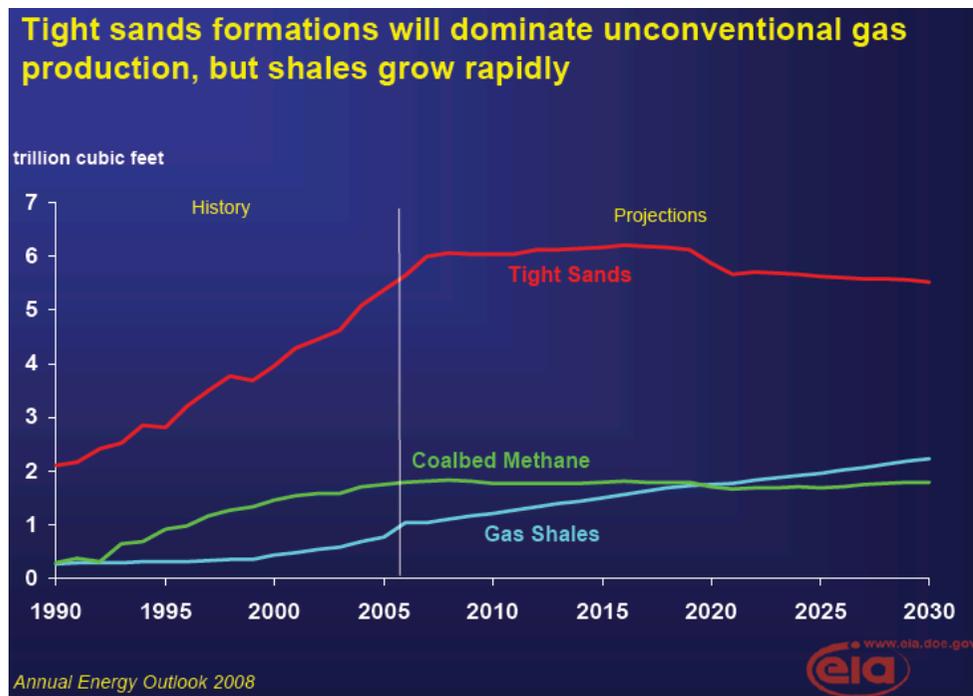
Aux US le gaz de schiste (*shale gas*) a été la première production américaine de gaz en 1821 à Fredonia dans l'état de New-York, pour être abandonné quand le gaz conventionnel pas cher est arrivé. De 1976 à 2000 l'USDOE a dépensé 127 M\$ sur le développement de Antrim shale au Michigan. En 2003 le développement de Barnett shale au Texas grâce aux puits horizontaux et

de la fracturation hydraulique (*fracking*) a ete pousse par des independents (Devon, Chesapeake, XTO, EOG) qui ont actuellement les plus grosses reserves de gaz aux US. Le gaz non-conventionnel represente actuellement plus de la moitie de la production US, avec le tight gas en tete. Mais en 2009, le numero 1 des reserves US Chesapeake (13 Tcf) a un revenu negatif de 5,6 G\$ quand le prix du gaz s'est effondre.

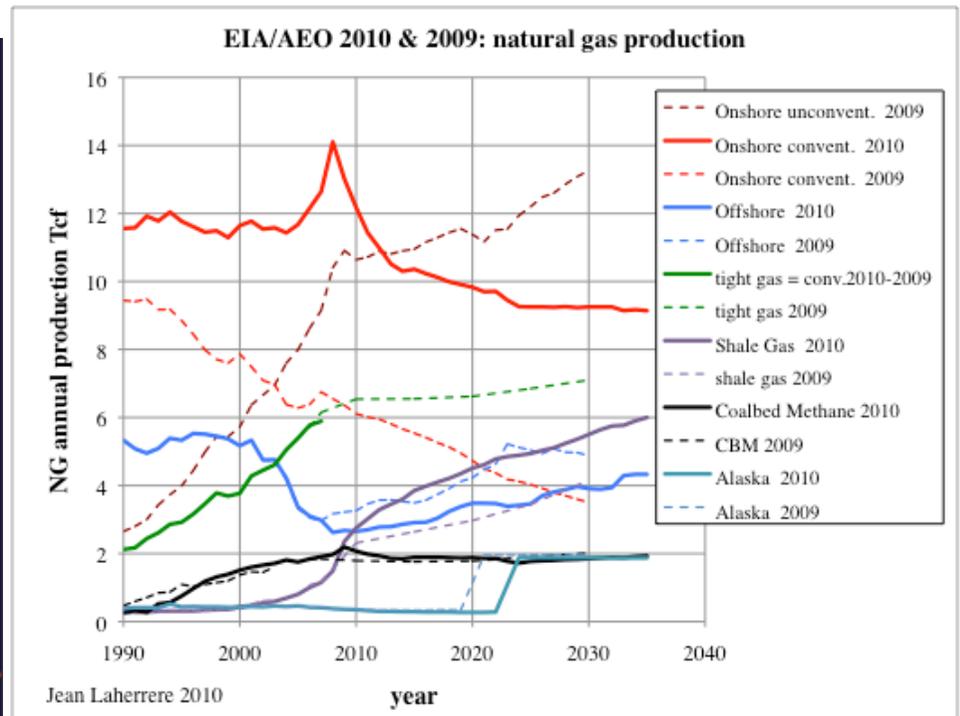
Mais l'USDOE/EIA dans son [AEO 2010](#) classe maintenant le *tight gas* dans le conventionnel sans explication, bien qu'il est toujours non-conventionnel dans le IEO 2010 ?

Cela semble bizarre: la definition du *tight gas* est une permeabilite sous 0,1 mD, necessitant une fracturation hydraulique, comme le *shale gas* : le *tight gas* devrait etre traite ensemble avec le *shale gas* et non avec le conventionnel. Il semble que cela provient de la difficulte de distinguer sur un champ la part d'un tight gas et des autres reservoirs conventionnels. Les chiffres varient suivant les annees.

-Figures 41: previsions USDOE/EIA AEO pour la production de gaz US
AEO 2008



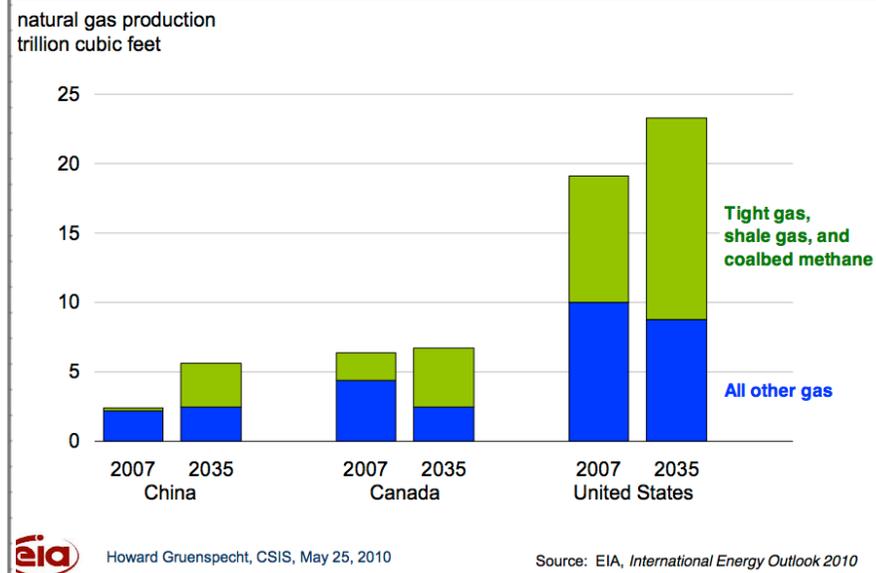
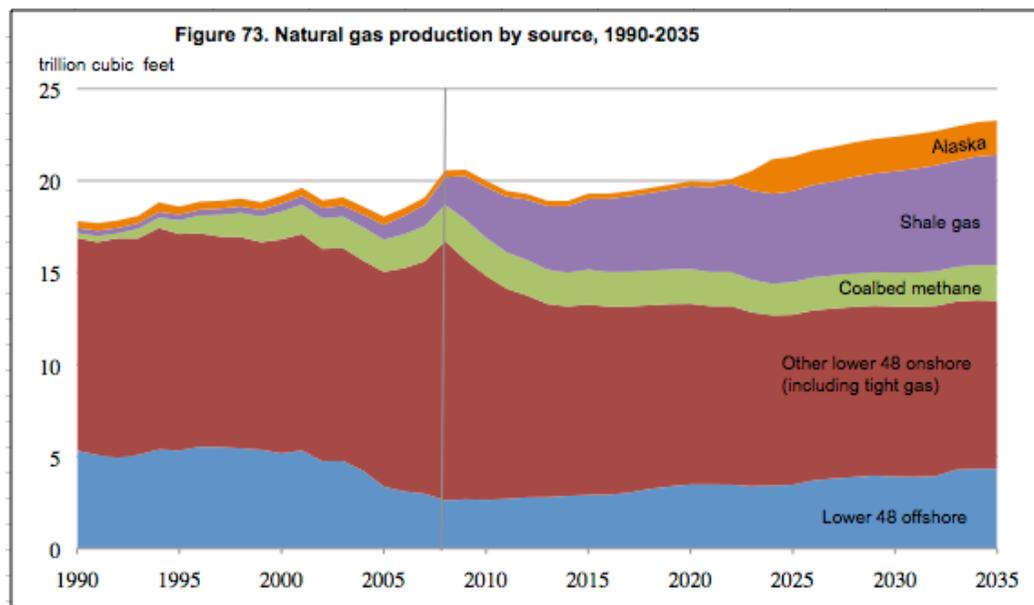
AEO 2009 & 2010



AEO 2010 (pas de *tight gas*)

IEO 2010 (*tight gas* US)

Tight gas, shale gas, and coalbed methane drive supply growth in China, Canada, and the U.S



La production US de *shale gas* était prévu pour 2030 à 2 Tcf pour AEO 2008, 4 Tcf pour AEO 2009 et 5,5 Tcf pour AEO 2010. Pour 2035 AEO2010 prévoit 6 Tcf de *shale gas*, 6 Tcf pour *tight gas* et 2 Tcf pour CBM.

Le MIT « The future of natural gas -An interdisciplinary MIT study 2010 » prévoit une production de *shale gas* de 10 Tcf en 2030 avec un plateau du Barnett jusqu'en 2020.

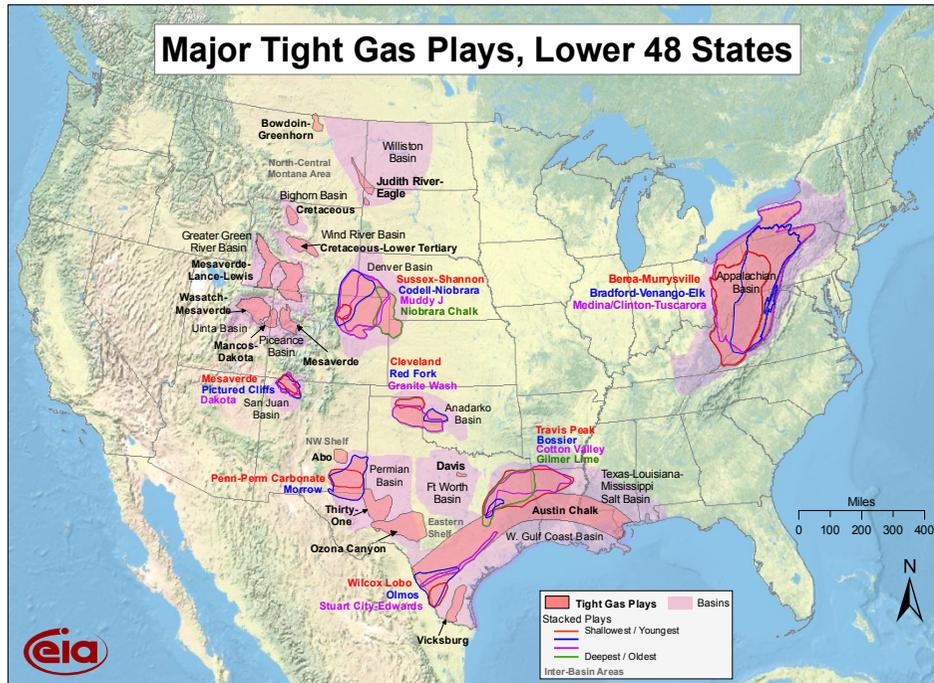
Les prévisions sont variées et dépend principalement des prévisions économiques.

Au prix actuel de 4 \$/kcf la plupart des puits ne sont pas économiques, mais les opérateurs continuent de forer et de produire pour ne pas perdre les licences achetées très chères aux propriétaires du terrain: c'est une fuite en avant. De plus les craintes de pollution du fracking (100 000 b d'eau à forte pression et milliers tonnes sables et autres produits confidentiels dont certains toxiques) dans les aquifères profonds qui peuvent remonter vers les aquifères de surface qui sont la source d'eau potable par des puits mal cimentés laissent planer des doutes sur le futur du *shale gas*. L'Etat de New-York vient de bannir jusqu'à mai 2011 le *fracking*. L'injection de forts volumes d'eau a conduit à des tremblements de terre importants (Denver injection eaux radioactives ; Basel Suisse géothermie).

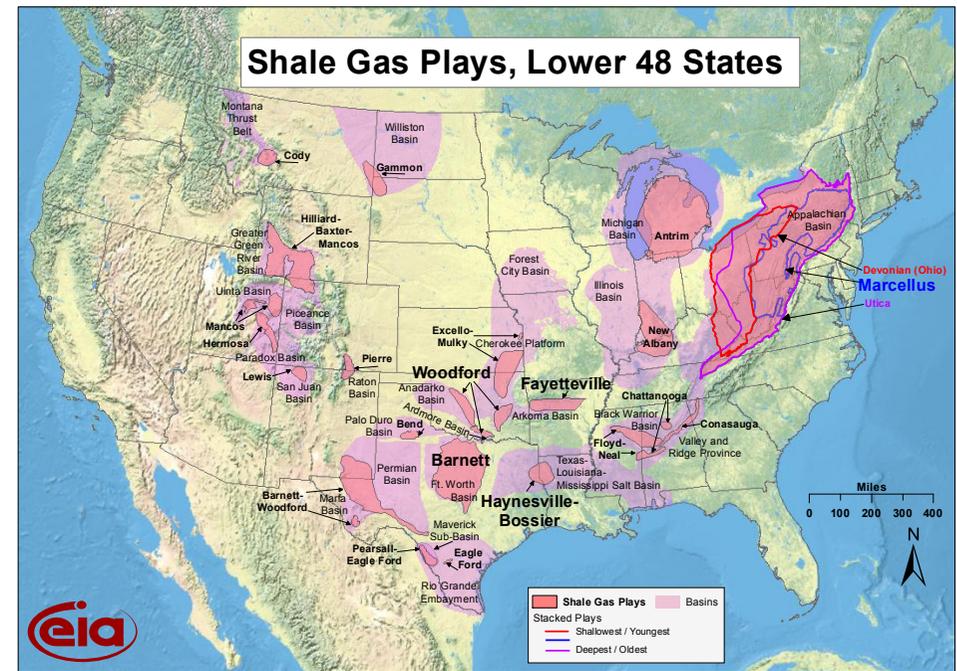
McClendon, patron de Chesapeake (en tete des reserves gaz US) vient de declarer que le bonanza des decouvertes *shale gas* etait termine aux US, qu'il ne veut pas aller en chercher au Canada, ni a l'etranger et qu'il va maintenant chercher du petrole!

Les bassins ou l'on trouve les *tight gas* et *shale gas* aux US sont nombreux
 -Figure 42: carte EIA pour les USL48 des zones de tight gas

& shale gas



Source: Energy Information Administration based on data from various published studies
 Updated June 6, 2010

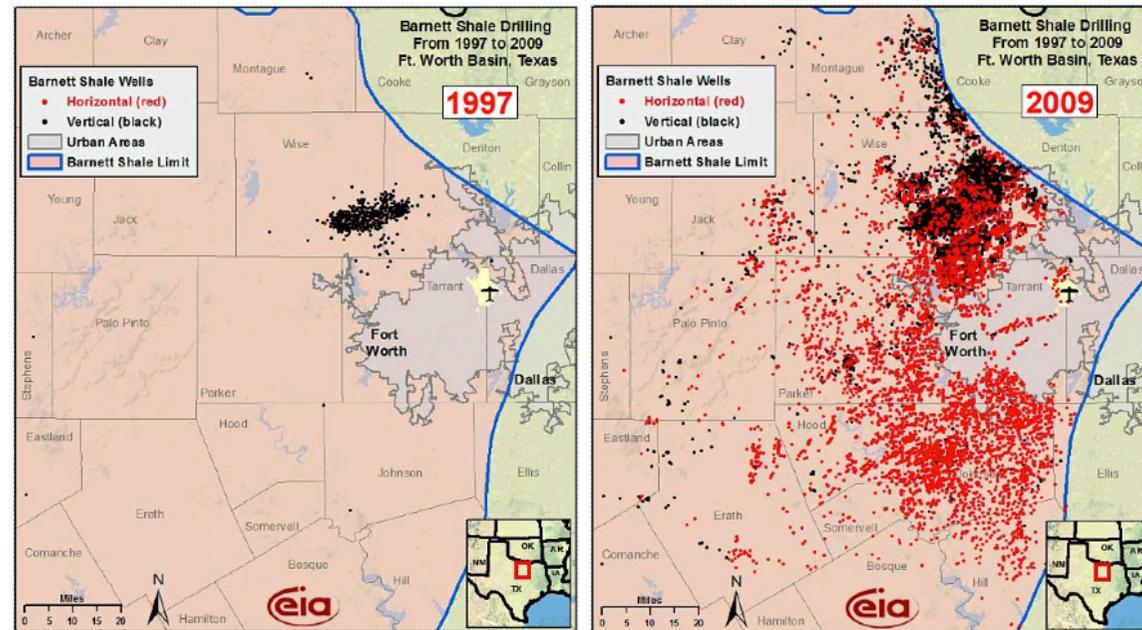


Source: Energy Information Administration based on data from various published studies.
 Updated: March 10, 2010

L'activite *shale gas* se porte vers l'Eagle Ford a cause d'une forte proportion de condensat, plus rentable. Les bons coins (*sweet spots*) sont limitees. EIA (R.G.Newell « Shale gas –A game changer for US and global gas markets ? » March 2, 2010) montre l'evolution du forage entre 1997 et 2009 pour le developpement du Barnett shale. Cela ne represente qu'une petite partie du play Barnett de la carte EIA ci-dessus !

-Figure 43: carte EIA des puits de gaz verticaux et horizontaux Barnett en 1997 et 2009

Since 1997, more than 12,000 gas wells completed in the Barnett shale



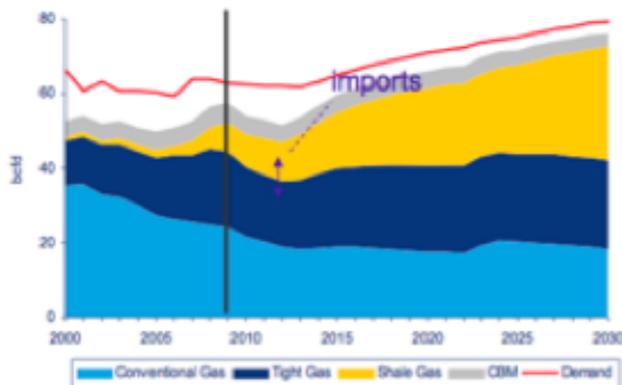
 Richard Newell, March 2, 2010

4

Vello Kuuskraar (Advanced Resources International Inc « Worldwide gas shales and unconventional gas: a status report » December 2009) montre une prevision de production US de 20 Gcf/d = 7 Tcf pour 2020 (4,5 Tcf pour AEO 2010)
 Statoil (H.Nafstad March « Shale Gas – A Game Changer » 2010) qui a achete des interets a Chesapeake (comme Total) montre une prevision de 12 Gcf/d = 4,3 Tcf pour 2030 (5,5 Tcf pour AEO 2010), c'est beaucoup moins que Kuuskraa !
 -Figure 44: **prevision production US shale gas d'apres Statoil 2010** **et Kuuskraa 2009**

Shale Gas Changing US Market Dynamics

- Conventional production declining
- Growth in unconventionals (Tight Gas, Coal Bed Methane and Shales) reversing decline
- Shale gas currently growing fastest and expected to continue to do so
- Unconventional gas now dominant source of US production- becoming "conventional"

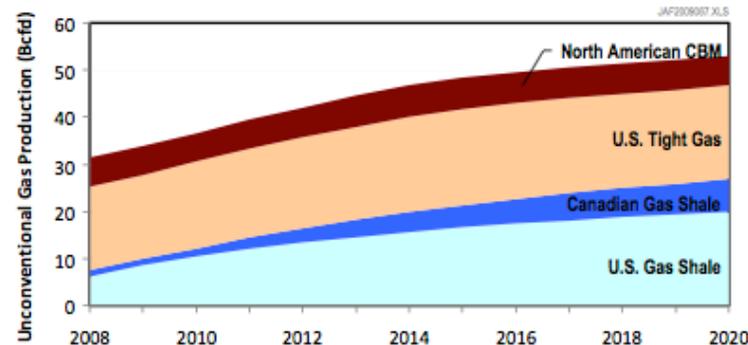


SOURCE: WoodMac Nov09 update

CBM: Coal Bed Methane



Projected North American Gas Shale and Unconventional Gas Production*



Source: Advanced Resources International (2009)

*Assuming sufficient demand and a natural gas price (\$US, Henry Hub) of \$7/MMBtu.

11 JAF20091.PPT December 7, 2009



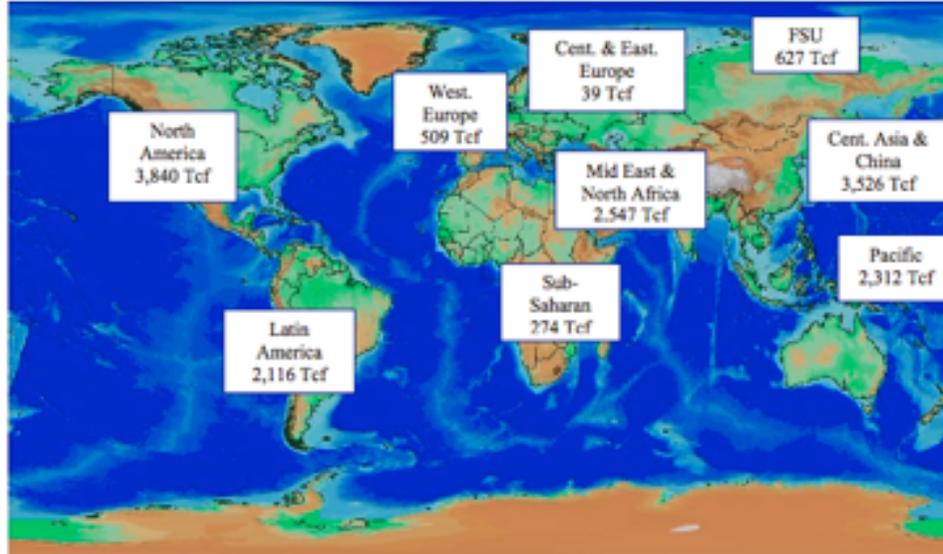
Les reserves (resources ?) de *shale gas* en Tcf sont estimees

	Medlock	Rice	U Statoil	PGC 2008	ICF 2009	Kuuskræa
US	488		845	616	631	475
Canada	95					240

Le Conseil Mondial de l'Energie (WEC) dans son rapport 2010 sur le *shale gas* donne les reserves en 2001 et 2010 pour le monde, et Amerique Latine, Europe de l'Est, Moyen-Orient et Afrique, Asie-Pacifique ont diminue !

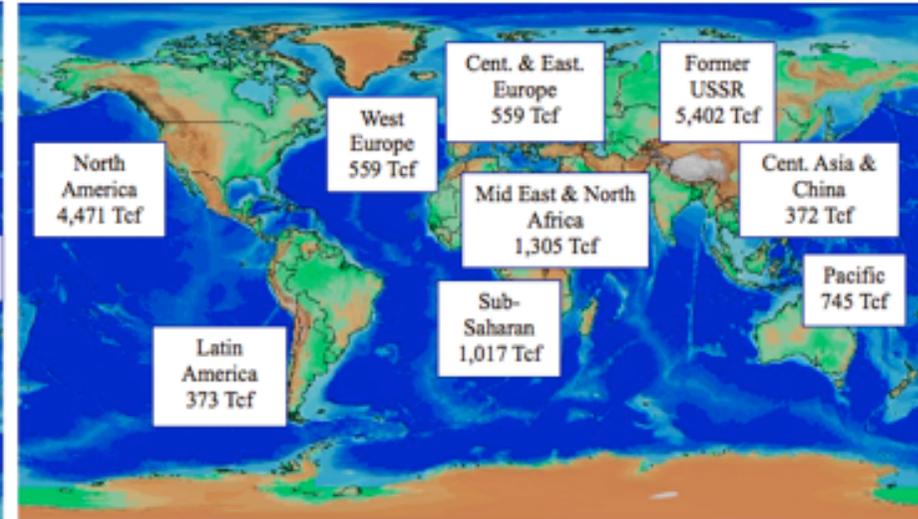
-Figure 45: monde : **estimation reserves shale gas CME 2001 et 2010**

Estimated Shale Gas Resource Potential - 2001



Kawata, et al, 2001

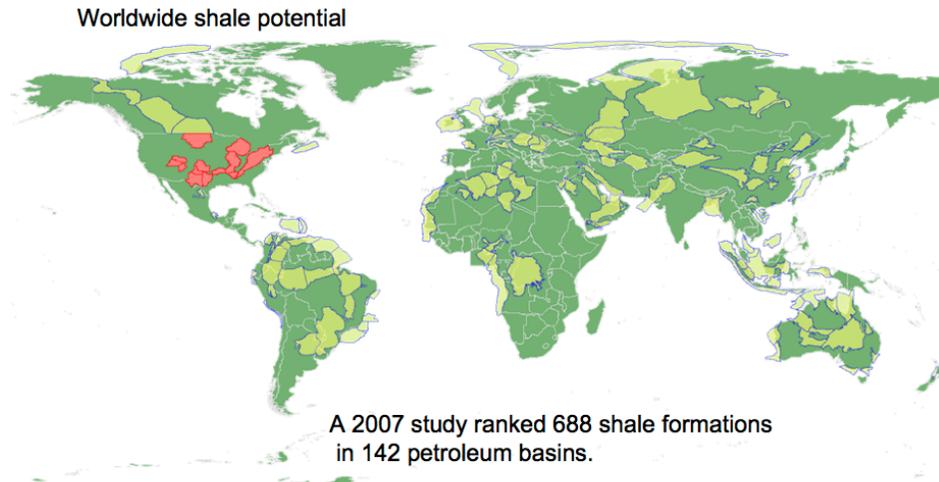
Estimated Shale Gas Resource Potential - 2010



IGU 2003, VNIIGAS 2007, USGS 2008, BGR 2009

L'EIA donne la carte des *shale gas* dans le monde (il y en a partout !) et sa prevision de production pour 2030
 -Figures 46: EIA: carte potentiel **shale gas** **et previsions production shale gas et autres en 2030**

Global shale gas resources

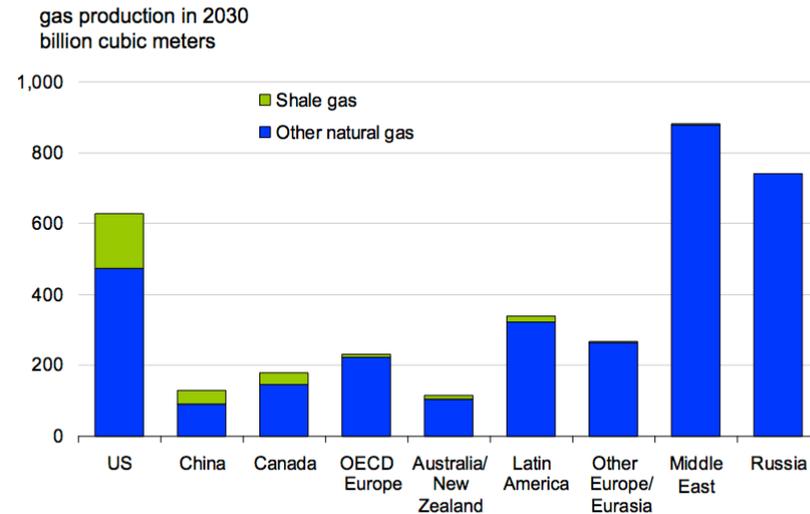


 Richard Newell, March 2, 2010

Source: Schlumberger

17  Richard Newell, March 2, 2010

EIA expects increased shale gas production to have the largest market effects in North America and China



Source: EIA 20

Les ressources de **shale gas** dans le monde sont énormes comme celles du charbon, mais les réserves sont probablement surestimées car l'historique récent de production est trop court. N'oublions pas que les ressources de gaz dissous dans les aquifères profonds sont aussi importants (50 000 Tcf), mais personne ne songe à les produire, pourtant elles sont bien là !

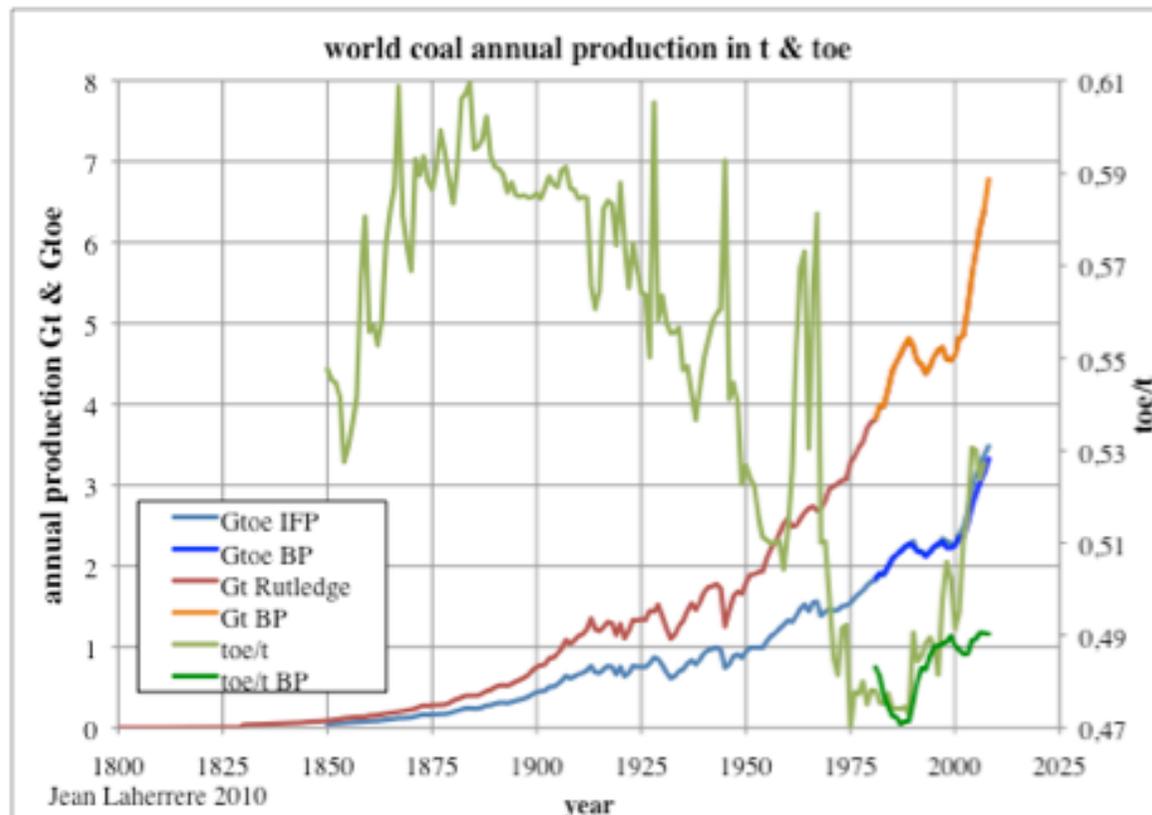
-Charbon

Le grand problème des productions de charbon est que le contenu énergétique varie considérablement par produit entre l'antracite et la tourbe, et par pays entre 5 Mbtu/t en Grèce et 30 Mbtu/t au Venezuela. La principale source de données mondiales vient du WEC qui rassemble les données officielles des pays et qui ne fournit que les productions en Gt, bien que BP donne les productions en Gt et en Gtoe. L'USDOE publie les productions en short tons et en quad (10^{15} Btu = 1,05 EJ). David Rutledge (Caltech) publie une base 2010 de données complètes mais en Gt

<http://www.its.caltech.edu/~rutledge/DavidRutledgeCoalGeology.pdf>

Le ratio t/toe pour la production mondiale obtenue de divers fichiers varie avec le temps entre 0,41 et 0,61

-Figure 47: **production annuelle de charbon et ratio toe/t**

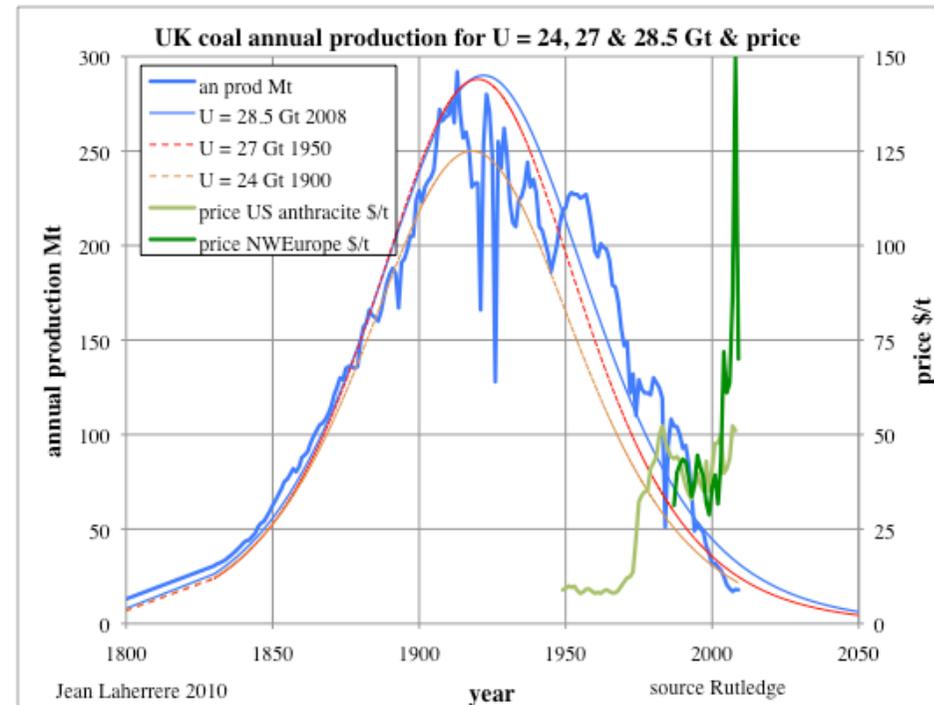
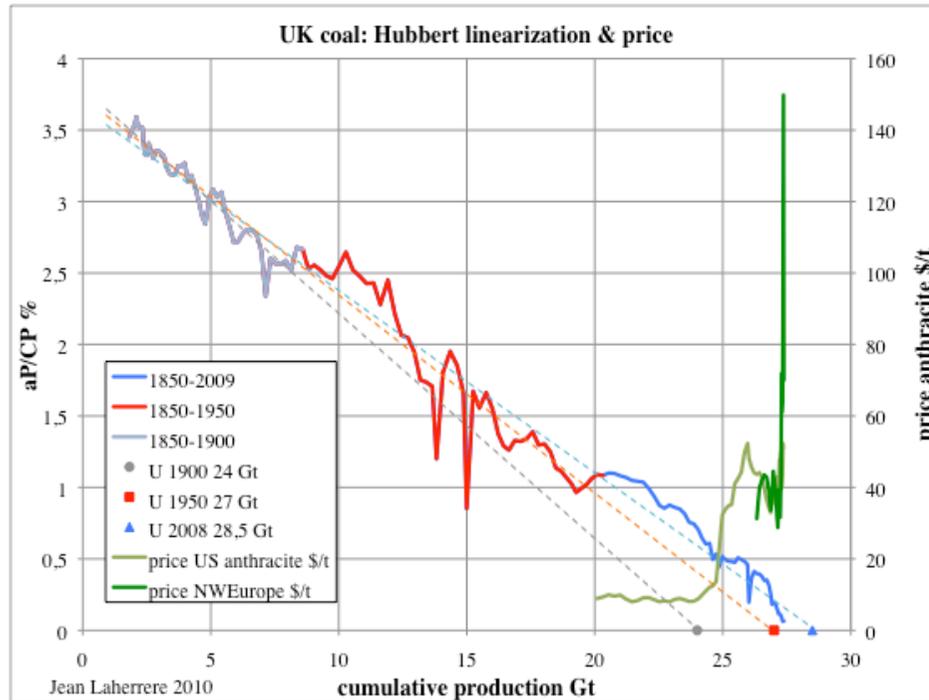


Pour 2008 le ratio varie entre 0,49 et 0,53 . La valeur 0,5 semble donc une valeur moyenne a utiliser en absence de plus de detail.

Mes estimations anciennes prevoiaient un ultime mondial de charbon a 600 Gtoe, mais les recentes augmentations de la production mondiale de 2,5 a 3,5 Gtoe/a m'ont conduit a augmenter l'ultime a 750 Gtoe.

Malheureusement il n'y a pas une base des donnees techniques rassemblee par des compagnies d'espionnage comme pour les HC. La courbe dite de linearisation d'Hubbert des productions (annual/ cumulee en % versus cumulee) qui marche fort bien pour les pays a production ancienne comme la France ou le RU, ne marche pas pour le monde car trop chaotique.

-Figures 48: **Charbon Royaume-Uni : linearisation d'Hubbert** production annuelle et prevision U=24, 27 & 28,5 Gt



Le rapport BGR 2009 estime les reserves restantes a 505 Gtoe, avec une production cumulee de 160 Gtoe on obtient un total des decouvertes a 665 Gtoe.

Le rapport WEC 2010 donne les reserves prouvees mondiales a fin 2008 a 860 Gt soit 450 Gtoe, soit un total decouvert de 600 Gtoe (1163 Gt).

D.Rutledge (Caltech) a un fichier Excel charbon "Coal Geology on-line material.xlsm," at <http://rutledge.caltech.edu>

Il estime l'ultime a 680 Gt soit 350 Gtoe loin du BGR et du WEC October 2010 « Estimating Long-Term World Coal Production with Logit and Probit Transforms ».

Mohr 2010 « Projection of world fossil fuel production with supply and demand interactions » donne sa meilleure estimation de l'ultime a 463 Gtoe.

Patzek 2010 «A global coal production forecast with Multi-Hubbert cycle analysis» estime l'ultime a 13 200 EJ = 320 Gtoe

Hook et al (« Global coal production outlooks based on a logistic model» M.Hook, W.Zittel, J.Schindler, K.Aleklett; Fuel v89, issue 11, Nov 2010) prévoit pour le scénario standard un pic à 8 Gt (4 Gtoe) vers 2025 sans donner leur estimation de l'ultime mondial! Ce modèle standard qui est donné jusqu'en 2100 correspond à un ultime proche de 500 Gtoe et il est proche du WEO New Policies.

-Figures 49: **production mondiale de charbon d'après Hook et al 2010**

Scénario standard avec principaux producteurs

comparaison EIA 2008 et AIE 2009

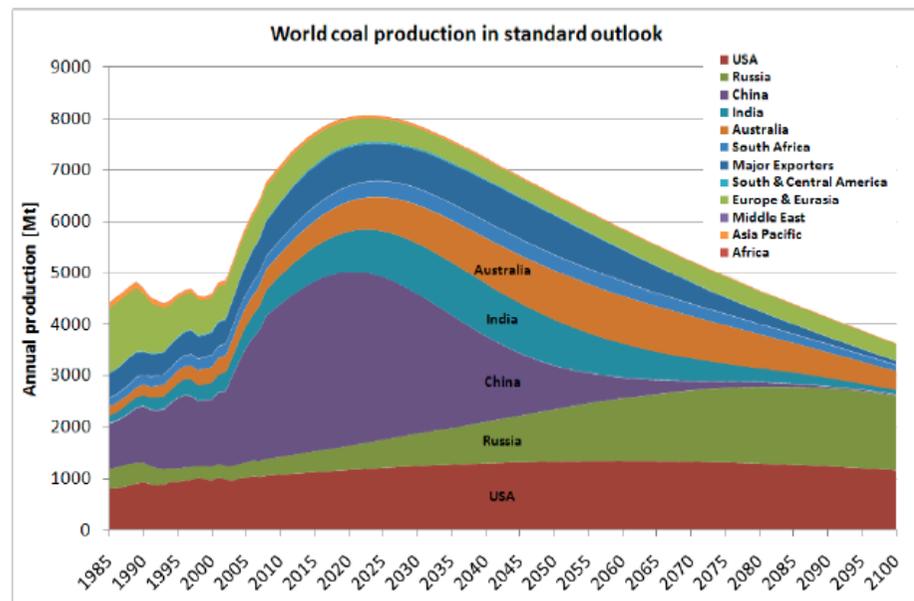


Figure 6: Standard case outlook for future global coal production.

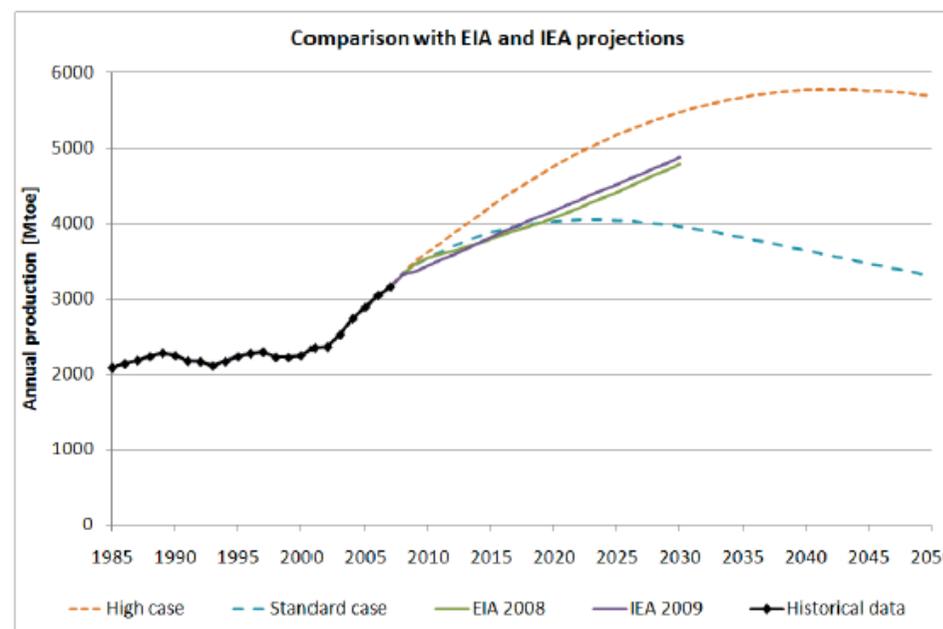


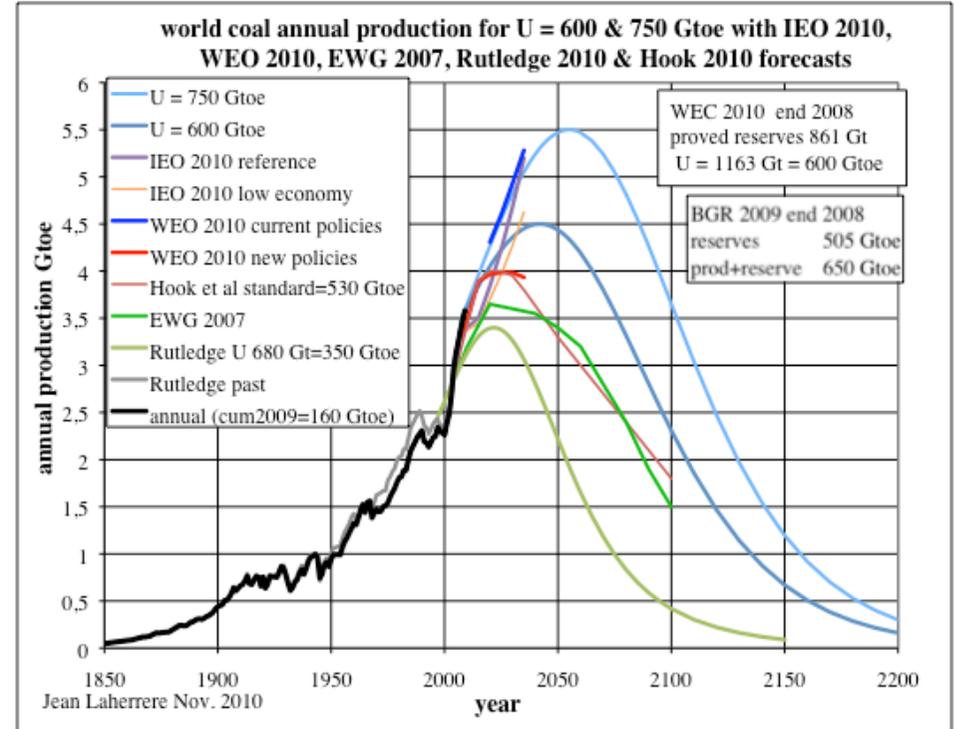
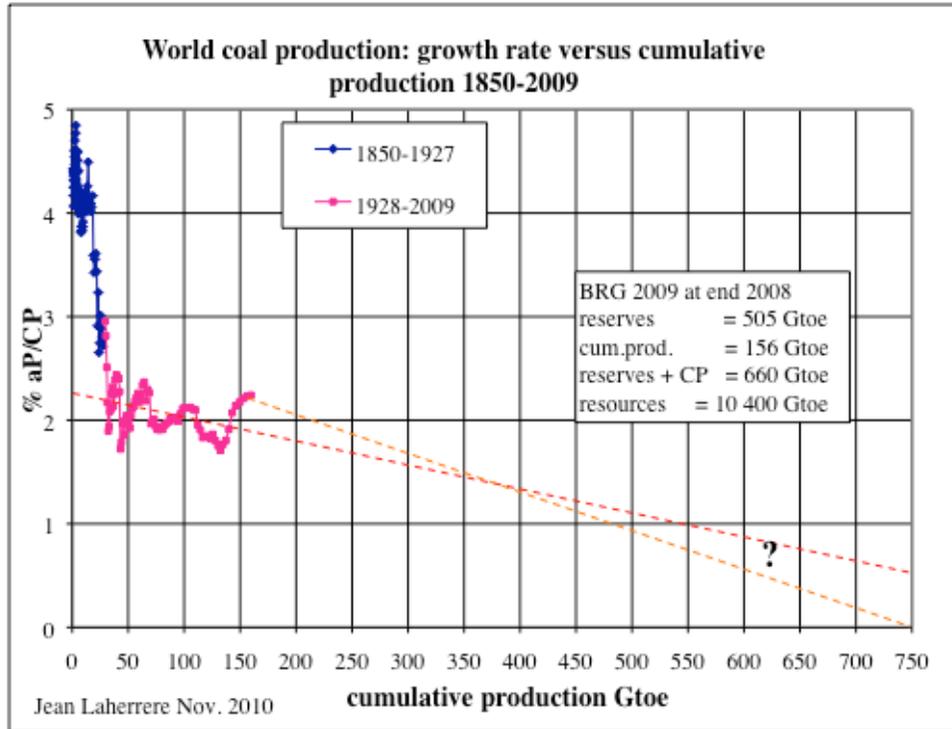
Figure 8: Comparison with the forecasts from IEA and EIA. Already by 2015 the

Il y a donc 2 camps: les universitaires avec moins de 500 Gtoe d'un côté et les organismes officiels (WEC, BGR) avec plus de 600 Gtoe de l'autre.

Devant cette large fourchette, j'ai choisi d'ajouter un ultime plus élevé à 750 Gtoe, valeur qu'il est difficile de justifier par la linéarisation d'Hubbert qui semble tendre vers une valeur supérieure à 1000 Gtoe.

-Figures 50: **production mondiale de charbon : linéarisation d'Hubbert**

production annuelle et prévisions IEO, WEO, EWG, Rutledge, Hook, U= 600 & 750 Gtoe



Le principal producteur est de loin la Chine, mais ses données sont peu fiables. La zone de production est loin de la zone de consommation et la Chine importe et exporte du carbone, mais le net import a fortement augmenté en 2009

Les différences entre production et consommation en Chine varient selon les sources mais les données BP semblent contraires à celles de l'EIA et de la Chine, confirmées par le papier de Morse (Stanford 2010)

-Figures 51: **production Chine export – import: EIA, BP, China yearbook**

export & import 2002-2010 McCloskey

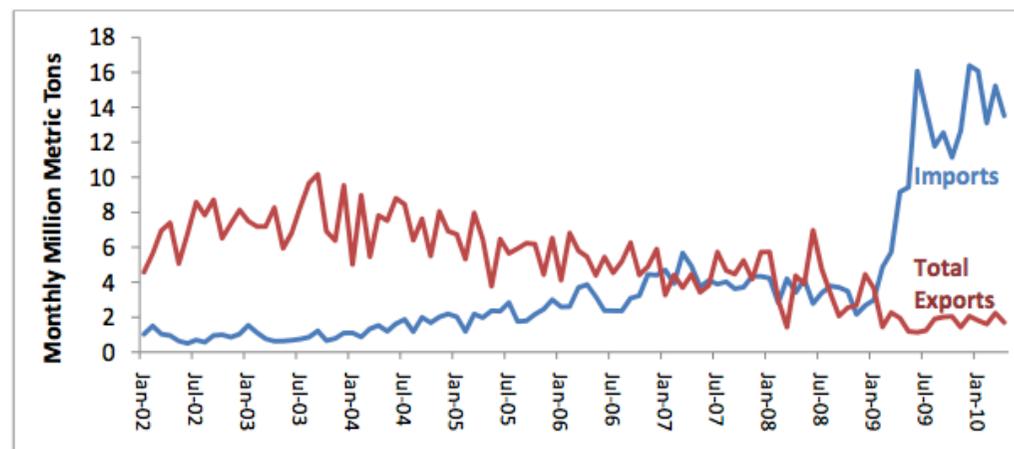
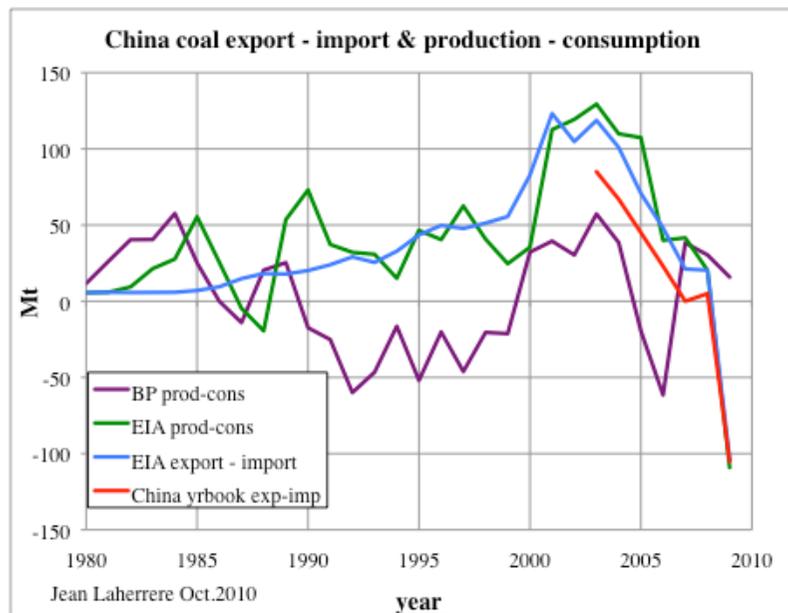


Figure 1 – Chinese net imports were negative until 2008, when historical trade balances inverted dramatically. Source: McCloskey.

Rutledge donne le tableau suivant des productions annuelle, cumlees et son estimation de l'ultime pour les principaux producteurs et la Chine a produit 51 Gt avec un ultime de 139 Gt (162 Gt piur le WEC)

-Figure 52: **production charbon d'apres Rutledge**: annuel, cumule, ultime, RR+CP WEC, date depletion 90%

Region	Current production Mt	Cumulative production Gt	Long-term production estimate Gt	Reserves + cumulative Gt	Long-term production estimate/ (reserves + cumulative)	Long-term production estimate range Gt	Regression t90
Australia	414	10	50	87	57%	28 - 53 (51%)	2076
China	3,050	51	139	162	86%	107 - 201 (68%)	2051
Africa	253	8	18	40	45%	18 - 27 (49%)	2048
Europe	731	83	134	193	70%	134.1 - 134.4 (0.2%)	2078
Russia	445	28	65	225	29%	40 - 65 (40%)	2101
Western United States	568	17	45	160	28%	42 - 49 (14%)	2054
Eastern United States	404	48	82	137	60%	82 - 99 (21%)	2084
Canada	63	3	4	10	45%	4 - 5 (22%)	2030
South Asia	895	15	86			78 - 113 (40%)	2072
Latin America	94	2	22			12 - 24 (53%)	2088
World coal (with mature regions)	6,941	309	680	1,163	58%	653 - 749 (14%)	2070

Table 3. Comparisons between the historical long-term production estimates and reserves for the active regions and the world (WEC, various years, EIA, 2009). The numbers for the Eastern United States are without Pennsylvania anthracite. The ranges for the historical estimates are for the years 1995 through 2009. The calculations for Europe, Russia, Eastern United States, Canada, South Asia, and Latin America are available on line (Rutledge, 2010).

La Russie aurait produit 28 Gt avec un ultime de 65 Gt (225 Gt pour le WEC)

-Figures 53: **Rutledge : production charbon cumulee et estimations WEC**

Monde

Russie

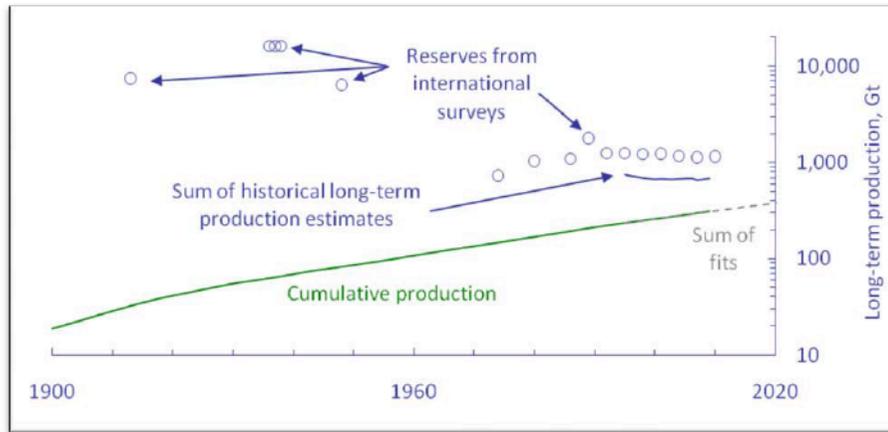
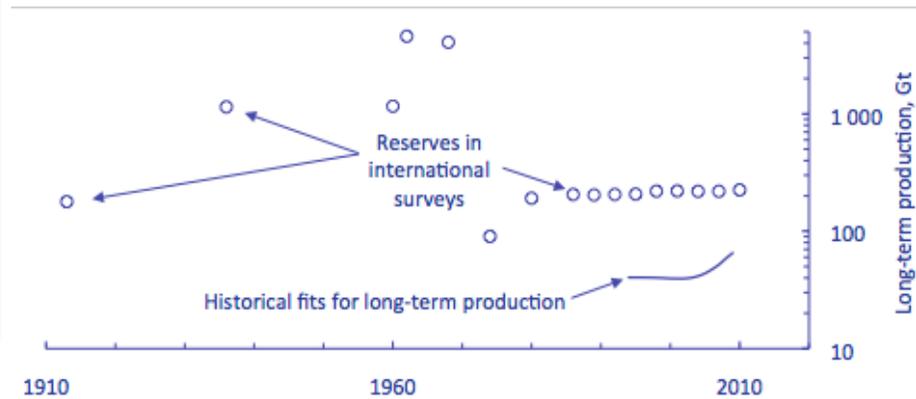


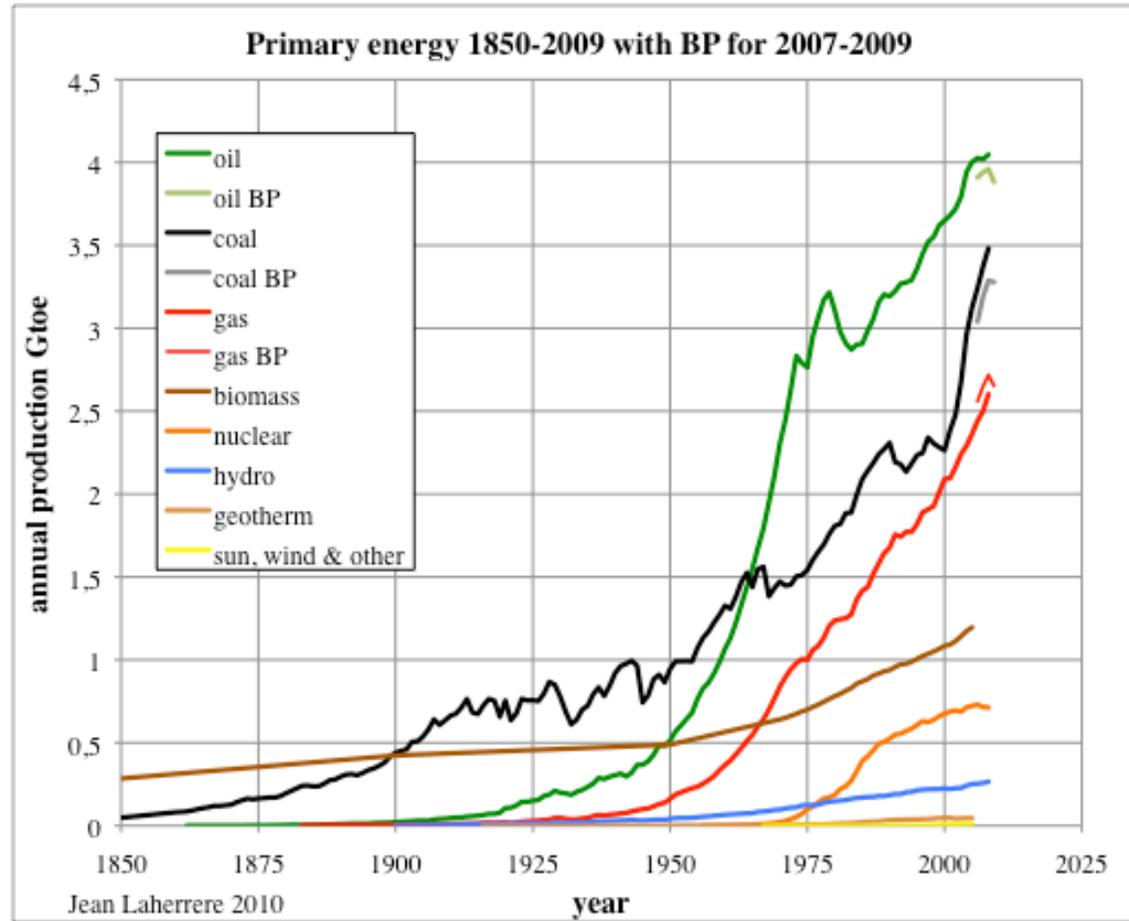
Figure 25. Comparing the sum of the historical estimates for long-term production with world coal reserves plus cumulative production.



-Energie primaire

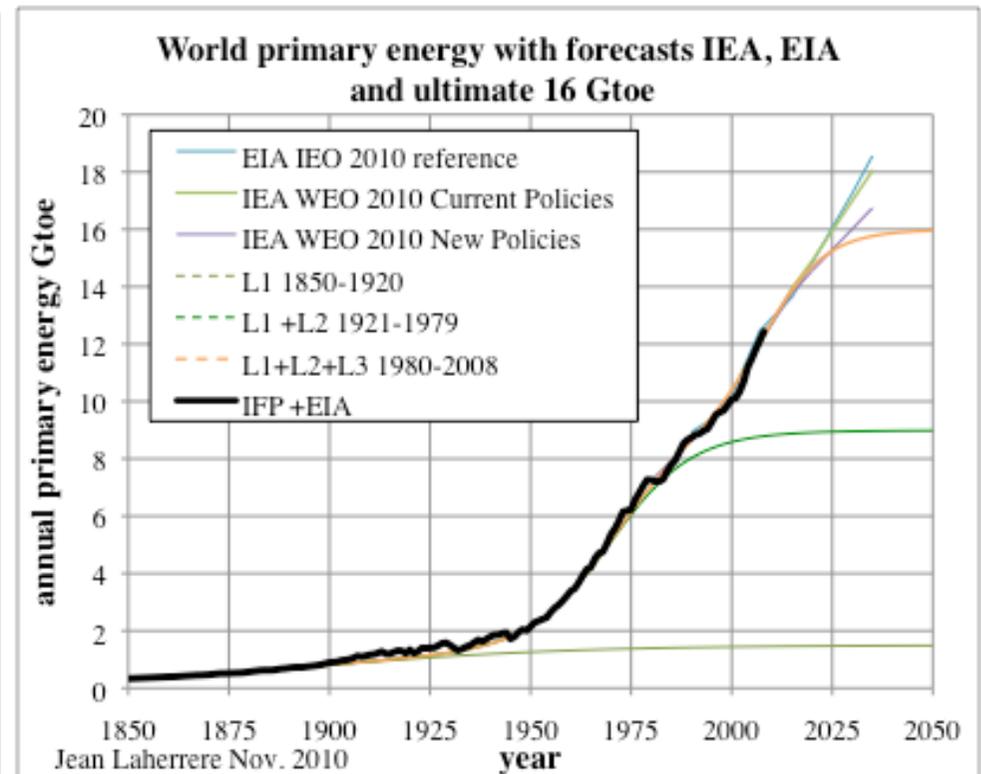
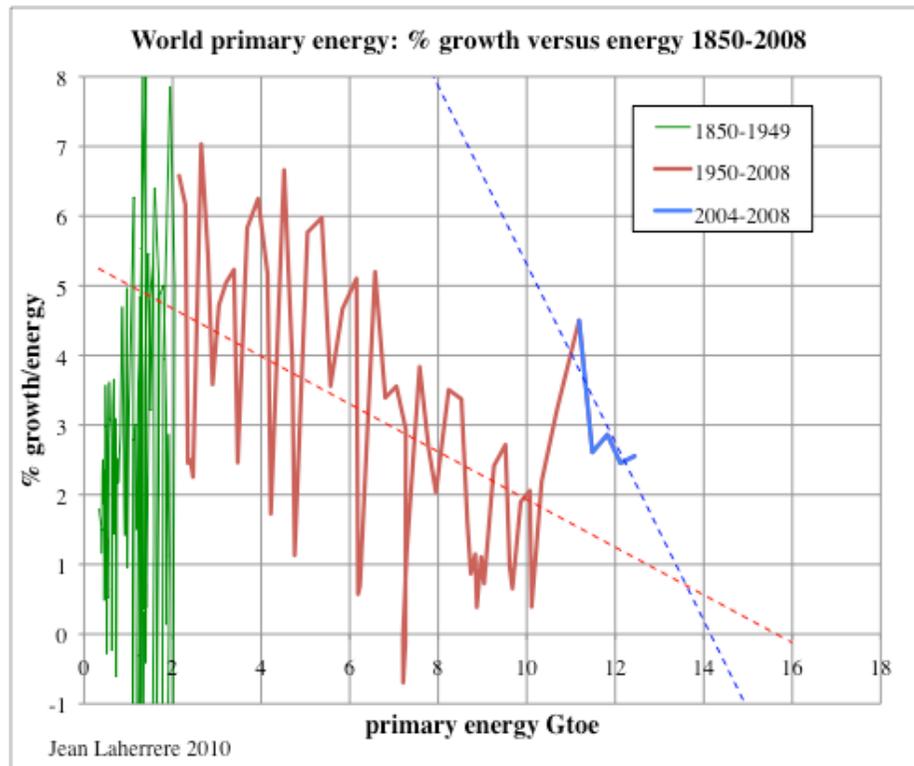
Il est difficile de tracer un bon historique de l'énergie primaire depuis plusieurs siècles: les données d'énergie non commerciale sont peu fiables, souvent omises.

-Figure 54: **energie primaire mondiale 1850-2009 avec BP pour 2007-2009**



-Figure 55: energie primaire mondiale: linearisation d'Hubbert

-Figure 56: energie primaire et prevision avec 3 courbes en S pour U=16 Gtep



L'énergie primaire semblerait tendre vers un pic ou une asymptote à 16 Gtep, bien que la linearisation dite d'Hubbert soit une approche peu robuste.

L'énergie, qui ne peut pas augmenter à l'infini, devrait plafonner vers 2030, mais les contraintes *above ground* peuvent en décider autrement. Les prévisions officielles sont linéaires = croissance constante = BAU = business as usual

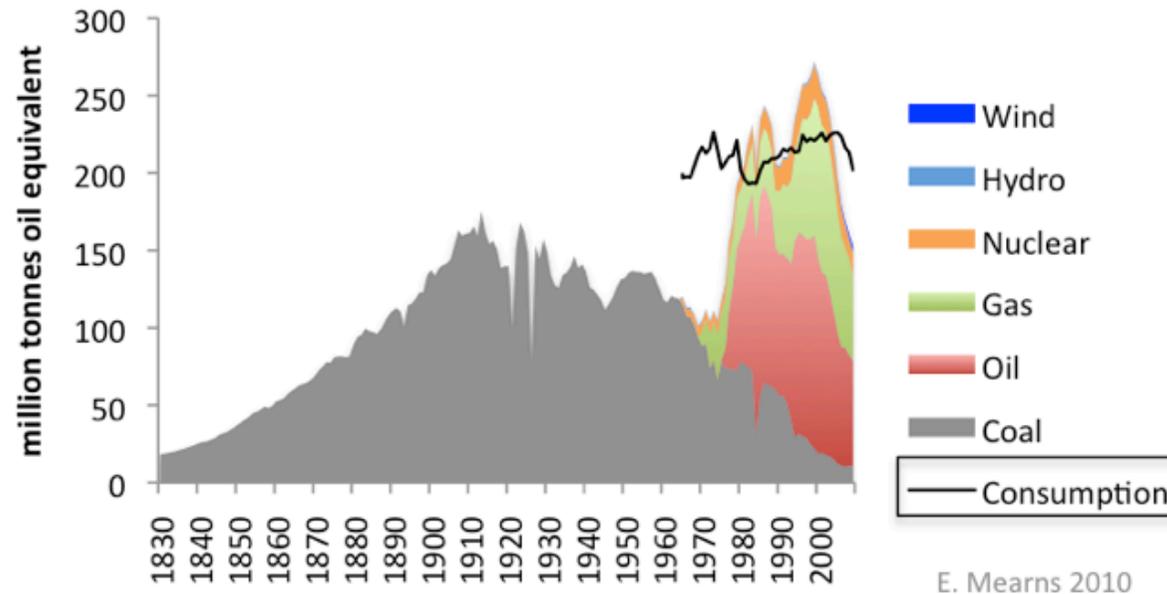
Une croissance constante ne peut exister à long terme dans un monde fini.

Paul Valéry 1931 : *Le temps du monde fini commence*

Le Royaume-Uni est un bon exemple de pic en énergie, avec un cycle long charbon, court pétrole et gaz avec passage rapide importation, puis exportation 1980-2000 et de nouveau importation !

-Figure 57: **énergie primaire au Royaume-Uni 1830-2010** (TOD E.Mearns)

UK primary energy production



Les combustibles fossiles UK montrent leur limite et leur importance par rapport au reste des autres energies!
L'Empire Britannique a ete fonde sur le charbon.

-Estimation des reserves ultimes d'un champ

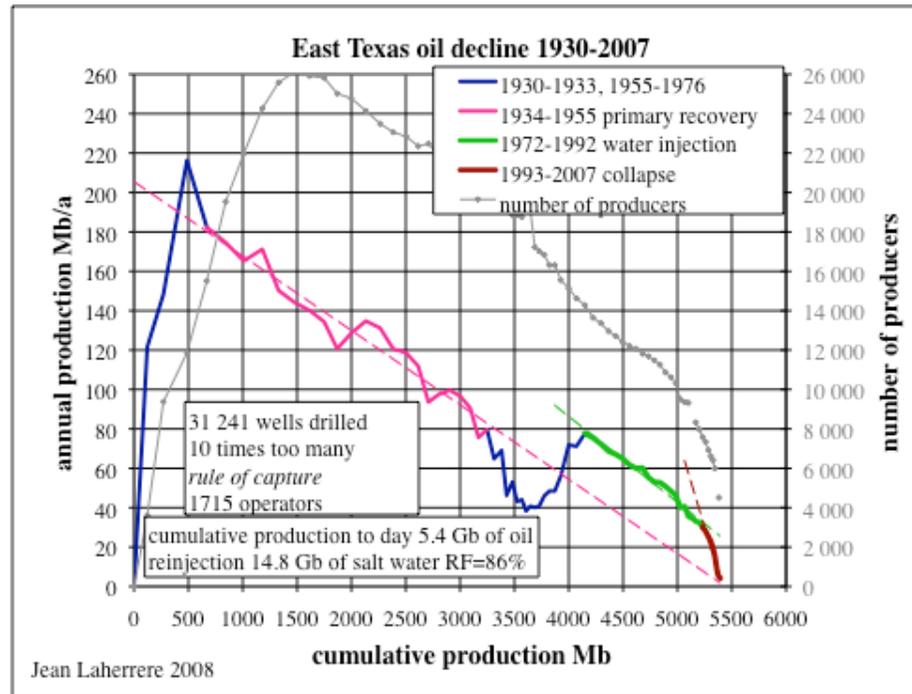
La base actuelle de donnees techniques de reserves 2P de petrole et de gaz dans le monde (hors US +Canada non frontiere) concerne plus de 26 000 champs. Les valeurs 2P sont obtenues des operateurs, mais ils doivent etre controlees pour les champs matures par le declin de leur productions.

L'[extrapolation de la production annuelle versus la production cumulee est la methode la plus facile et la plus sure](#) quand on a les donnees. L'extrapolation la plus simple est lineaire et le mieux est de le verifier dans un certain nombre de champs pratiquement epuises comme East Texas ou Brent qui, tous deux, montrent deux tendances lineaires dont la derniere est pratiquement le double de la precedente, montrant une croissance negative des reserves, contrairement aux dire de l'USGS

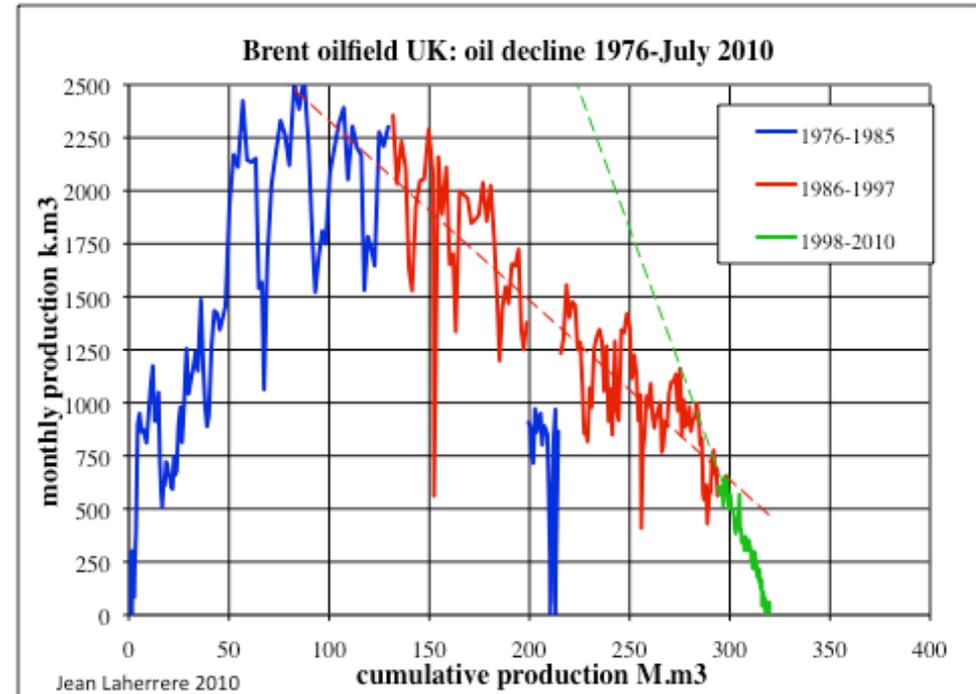
Une extrapolation lineaire est un bon modele mais il peut y en avoir plusieurs!

-Figures 58: **courbe de declin a 2 pentes: evolution de croissance des reserves negative**

East Texas 1930-2007

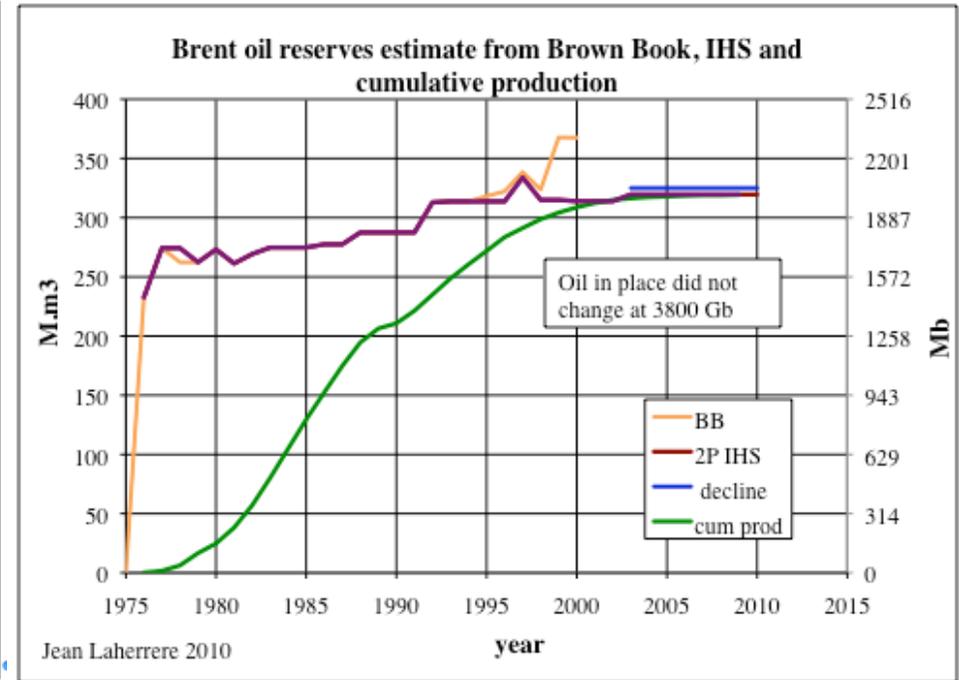
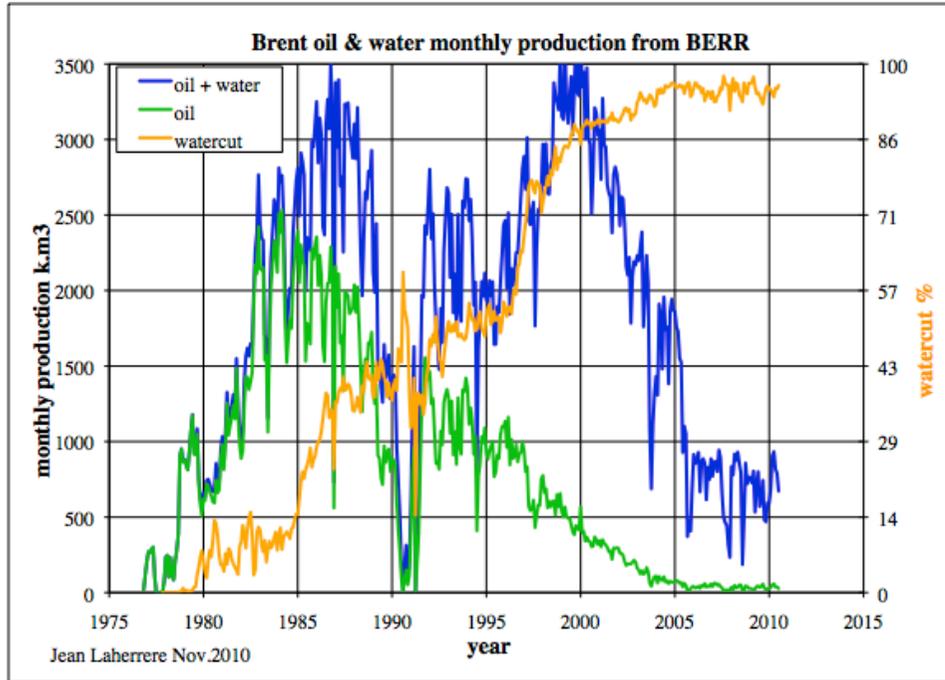


Brent (mer du Nord) 1976-2010



Le champ de Brent a vu son pourcentage d'eau augmenter de 5% en 1980 a 92 % en 2005 et se stabiliser en fin de vie, car ce champ est pratiquement deplete. La production a baisse fortement en 1990-1991 avec un long *work over* pour repondre a une forte production de gas. L'evolution des reserves de petrole a ete croissante au depart car le rendement de l'injection d'eau dans ce type de reservoir etait inconnu et a ete pris conservativement de l'ordre de 30% (volume en place estime a 3800 Mb des le depart et n'a pas ete change), mais la nature a ete genereuse et le rendement a ete de 50%, car le balayage par l'eau a ete efficace. Les champs de la Mer du Nord ne font guere l'objet de recuperation tertiaire (a part l'in-filling comme sur Forties par Apache)!

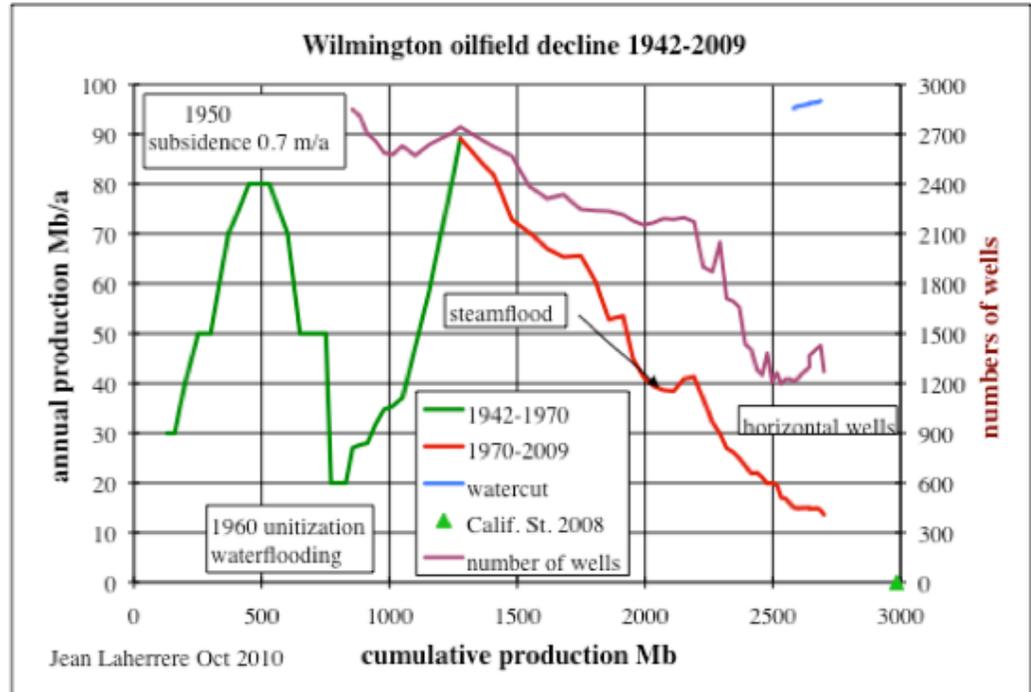
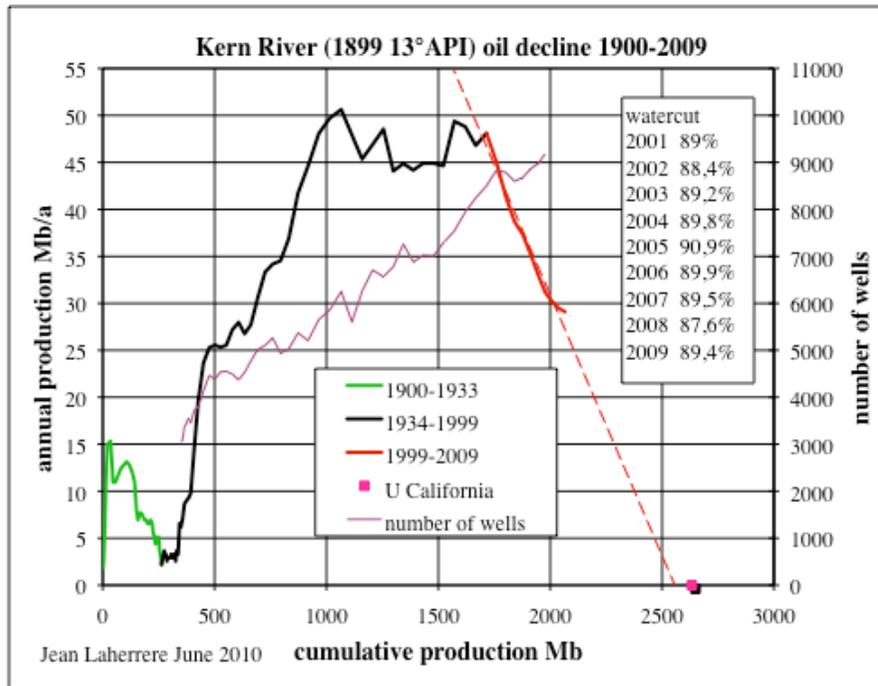
-Figures 59: **champ de Brent: production de petrole et d'eau** **evolution des reserves ultimes et production cumulee**



De nombreux champs californiens produisant du petrole lourd ont fait l'objet de recuperation tertiaire a savoir thermique et CO2 L'extrapolation lineaire coincide avec l'estimation de l'ultime par l'operateur, demontrant bien la validite de cette extrapolation, meme dans les cas d'EOR.

-Figures 60: **Californie; declin de Kern River 1900-2009**

declin de Wilmington 1942-2009

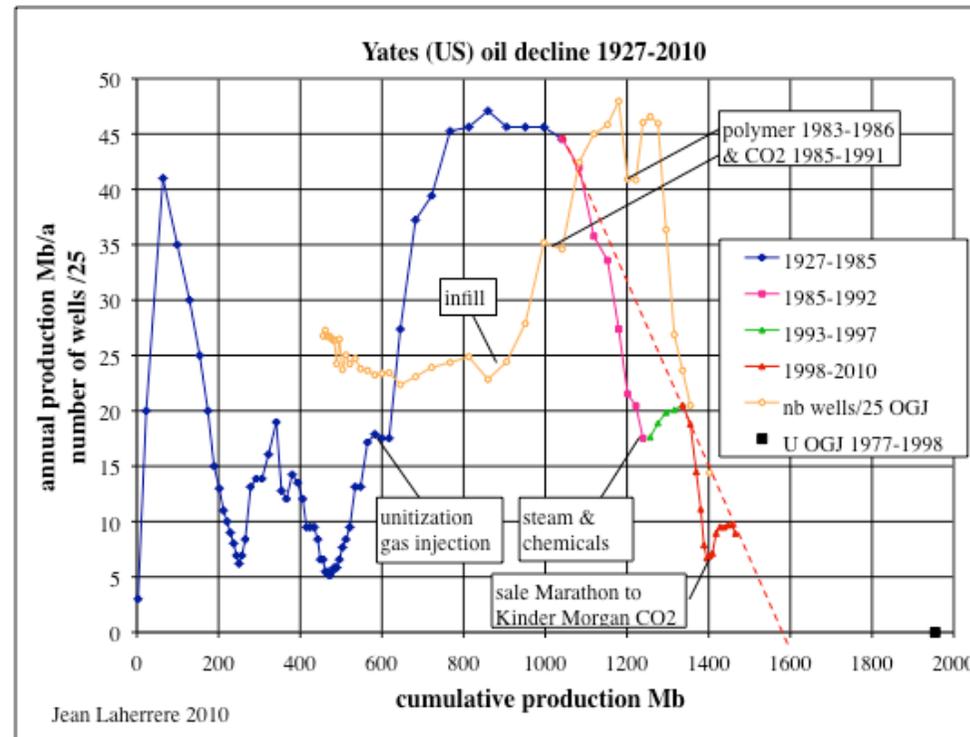
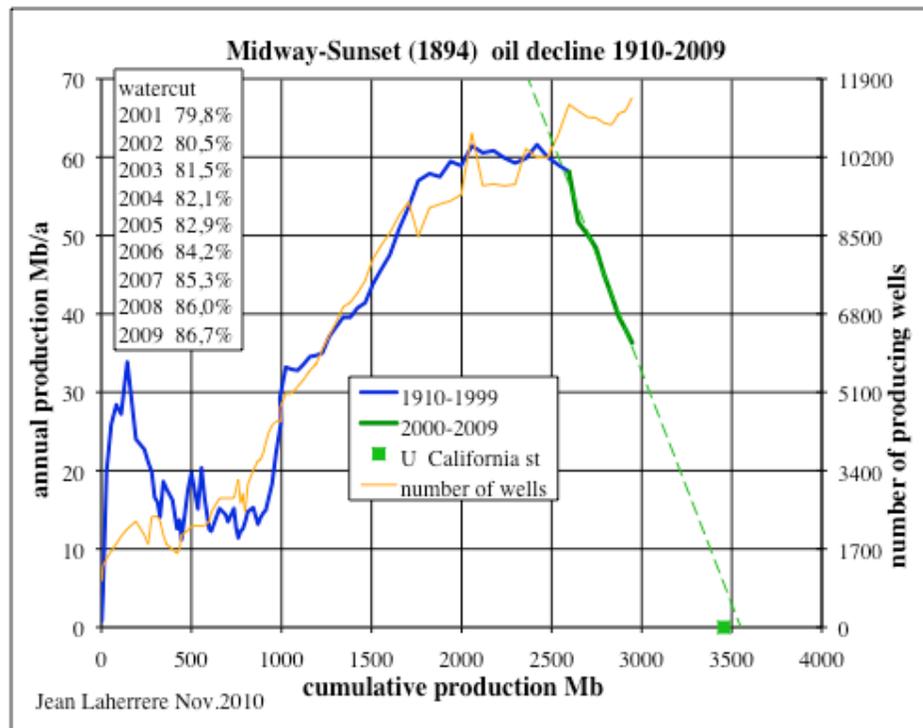


Midway Sunset en Californie decouvert en 1894 avec un brut lourd a atteint son pic de production en 1990 avec un nombre superieur a 10 000 puits et decline depuis 2000 malgre l'augmentation des puits; un declin lineaire est en accord avec l'estimation de l'Etat (3500 Mb)

Yates au Texas a fait l'objet de nombreux essais d'EOR en particulier CO2 mais la courbe de declin des pics de chaque tentative tend vers 1,6 Gb, inferieur a l'ultime de 1,95 Gb donne par OGJ de 1977 a 1998 (mais 1,6 Gb en 1971; 0,65 Gb en 1959)

-Figures 61: **declin de: Midway-Sunset Californie 1910-2009**

Yates Texas 1927-2010

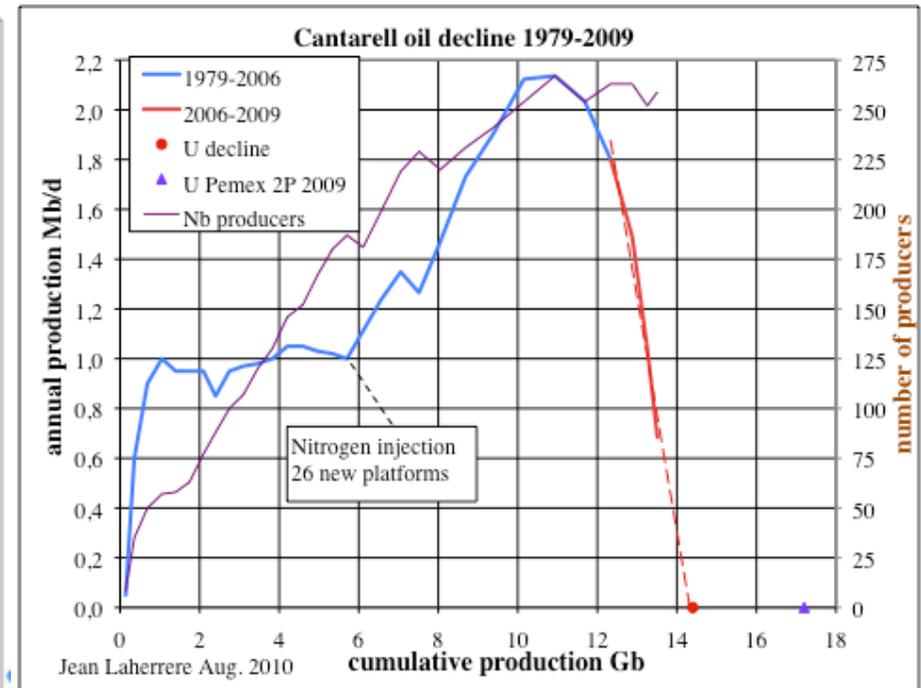
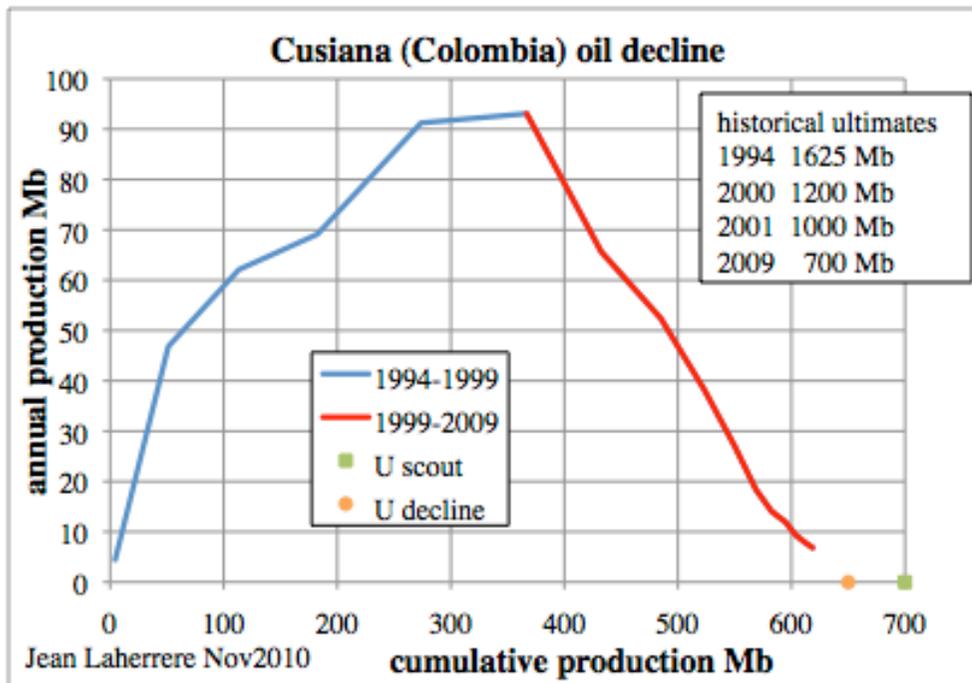


Cusiana en Colombie est l'un des derniers geants decouverts a terre (j'ai participe a sa decouverte) en Amerique du Sud, mais l'estimation de ses reserves a evolue negativement: 1,6 Gb a sa decouverte, 1,2 Gb en 2000, 1 Gb en 2001 et 0,65 Gb actuellement etant proche de sa fin.

Cantarell dans le Golfe du Mexique est un complexe de quatre champs superposes car tres failles, avec fuite sur le fond de la mer, qui polluit les filets d'un pecheur Cantarell, qui l'a signale a Pemex, qui apres sismique a fait la decouverte. La production de Cantarell a ete fortement poussee avec 26 plateformes avec injection d'azote, ce qui a conduit a une production de 2,2 Mb/d et un declin spectaculaire pour un ultime de 14 Gb.

-Figures 62: **declin de Cusiana 1994-2009**

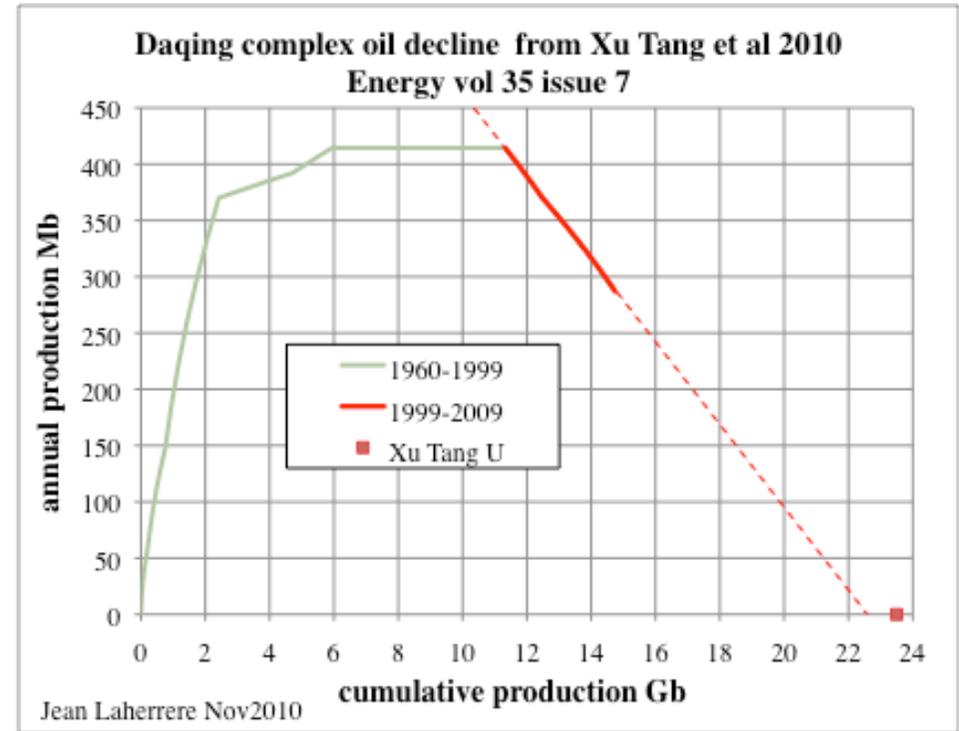
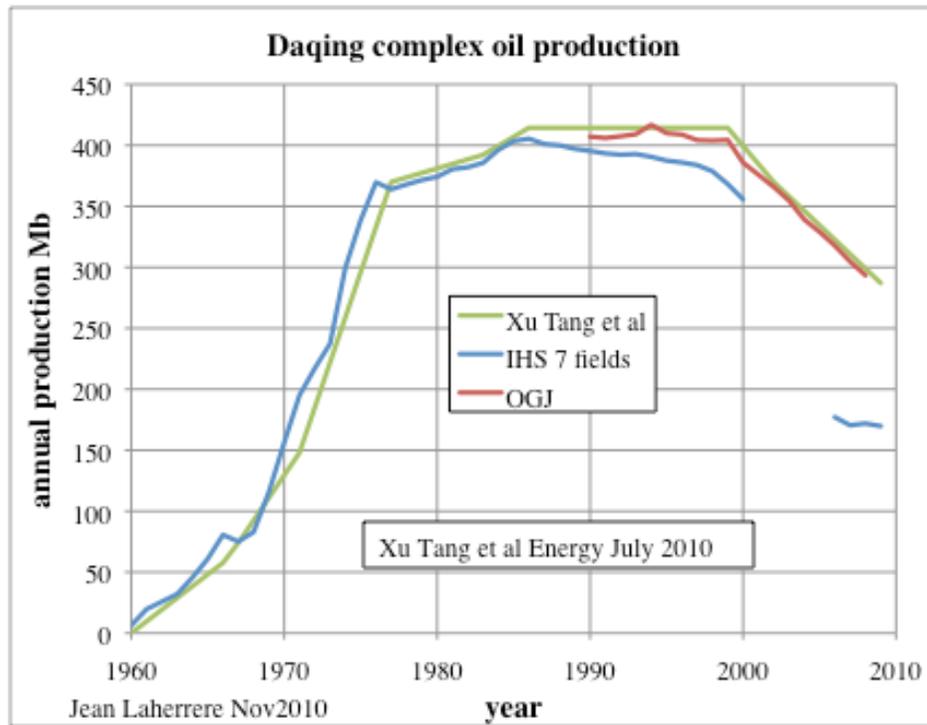
declin de Cantarell 1979-2009



Le complexe de Daqing contient 7 champs (dont le principal Saertu) a des donnees qui varient suivant les sources. Daqing montre depuis 1999 un declin lineaire (Xu Tang, Baosheng Zhang, Mikael Hook, Lianyong Feng “Forecast of Oil Reserves and Production in Daqing Oilfield of China” Energy Volume 35, Issue 7, July 2010, Pages 3097–3102 <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2010.03.043>) qui s’extrapole vers un ultime proche de l’estimation chinoise de 23,5 Gb.

-Figures 63: **complexe de Daqing : production de petrole**

declin 1960-2009

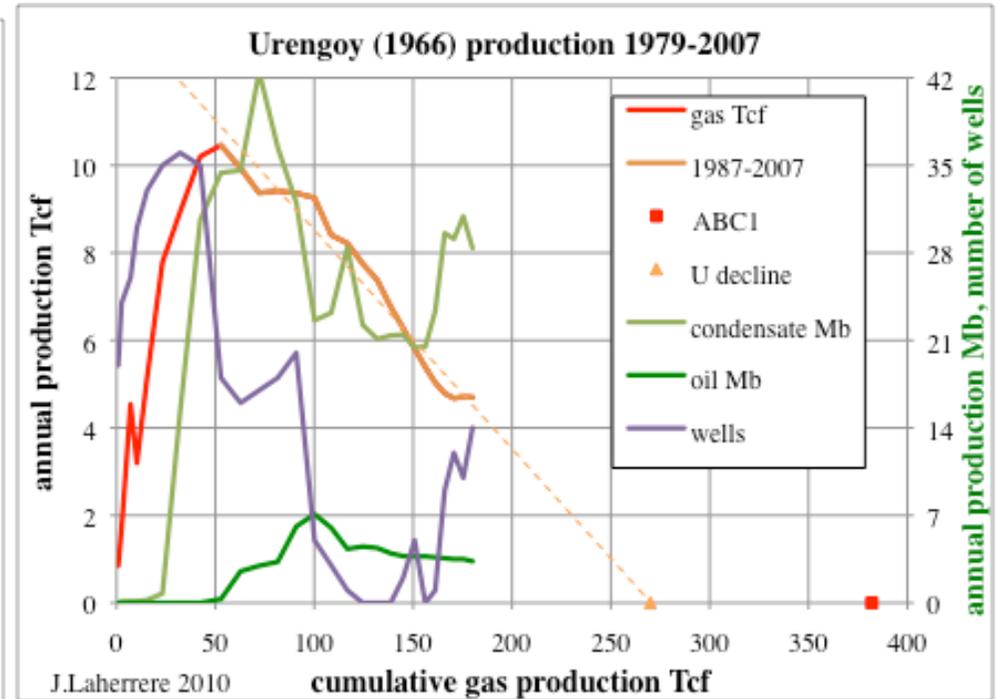
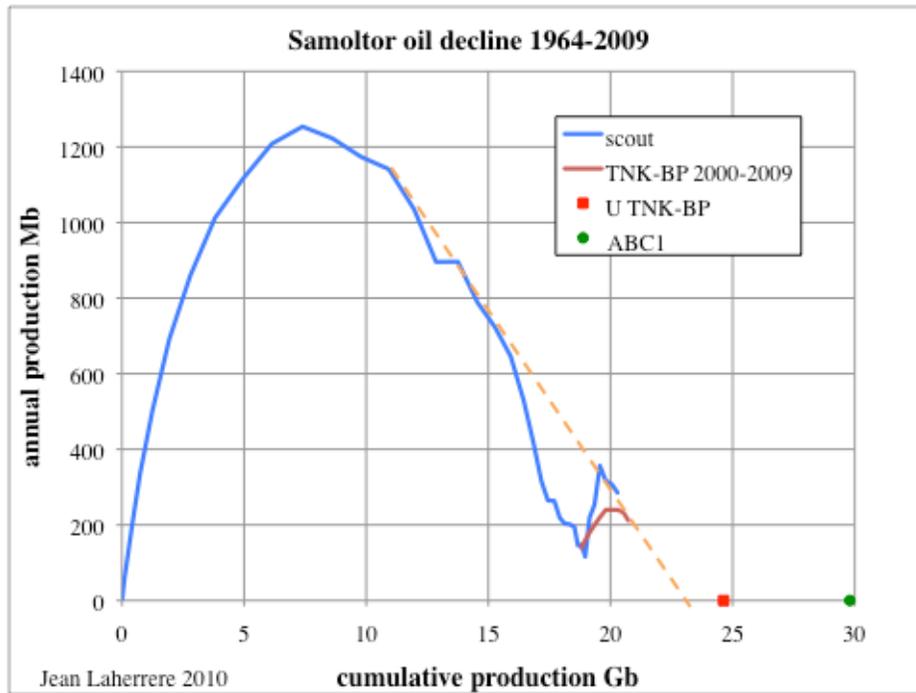


Samotlor est le plus grand champ russe avec 30 Gb (ABC1) mais le declin (en prenant les valeurs les plus fortes) tend vers 23 Gb (ratio 0,77), malgre la recente augmentation due a une forte activite de forage par TNK-BP.

Urengoy qui etait autrefois considere comme le plus grand champ de gaz russe (2e au monde A.Milkov AAPG Oct.2010) avec 380 Tcf (ABC1), alors que le declin tend vers 270 Tcf (ratio 0,7)

-Figures 64: **decline of Samotlor 1964-2009**

Urengoy 1979-2007

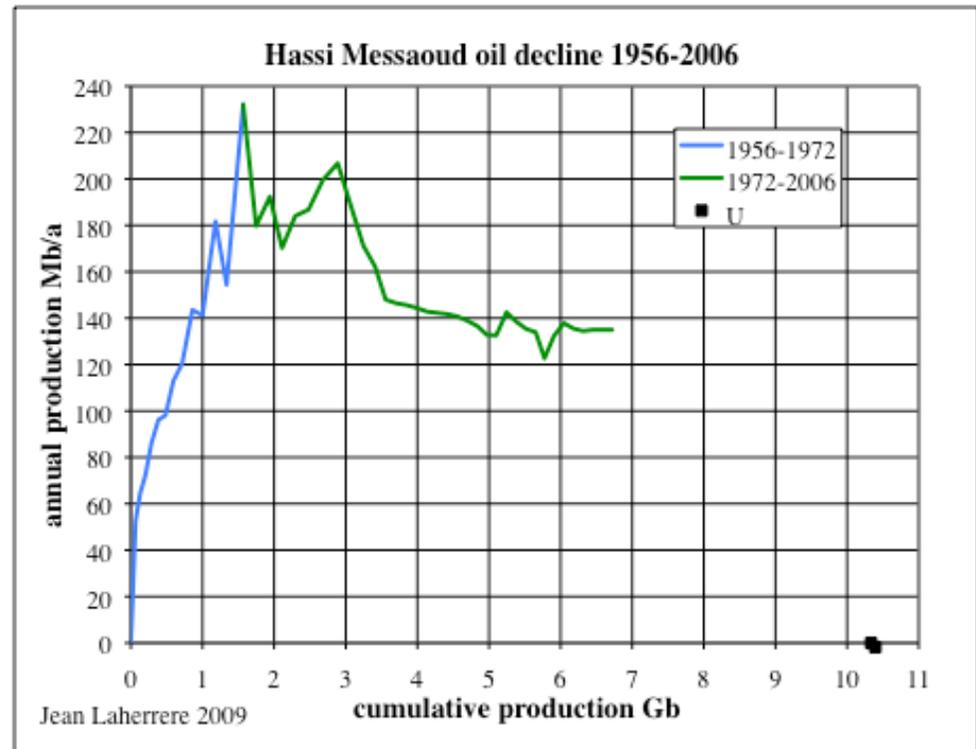
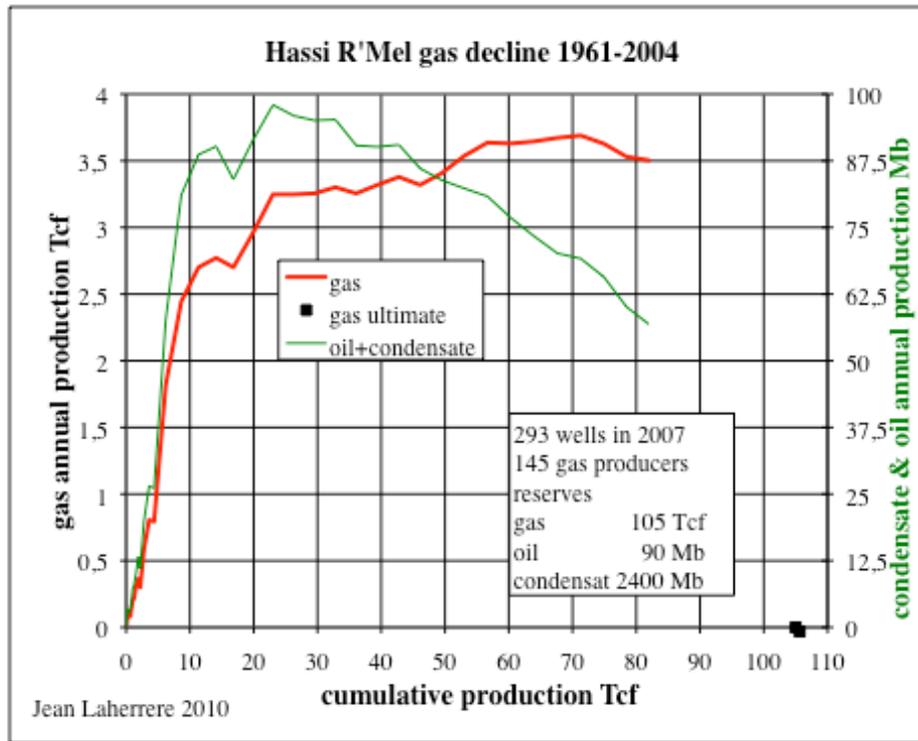


Les plus grands champs africains de petrole et de gaz qui sont Hassi Messaoud et Hassi R'Mel (j'ai participe a leur decouverte) n'ont pas encore commence le declin veritable qui permettrait de verifier l'estimation de leurs reserves. De plus les donnees recentes manquent et les anciennes semblent approximatives. Les rapports de Sonatrach sont tres avars de donnees techniques, mais non en photos!.

Le champ d'Hassi R'Mel fait l'objet de reinjection importante (chiffre non publie) qui permet l'extraction du condensat (non sujet de quotas). La production de gaz est donc faussee par la reinjection

-Figures 65: declin: **Hassi R'Mel 1961-2004**

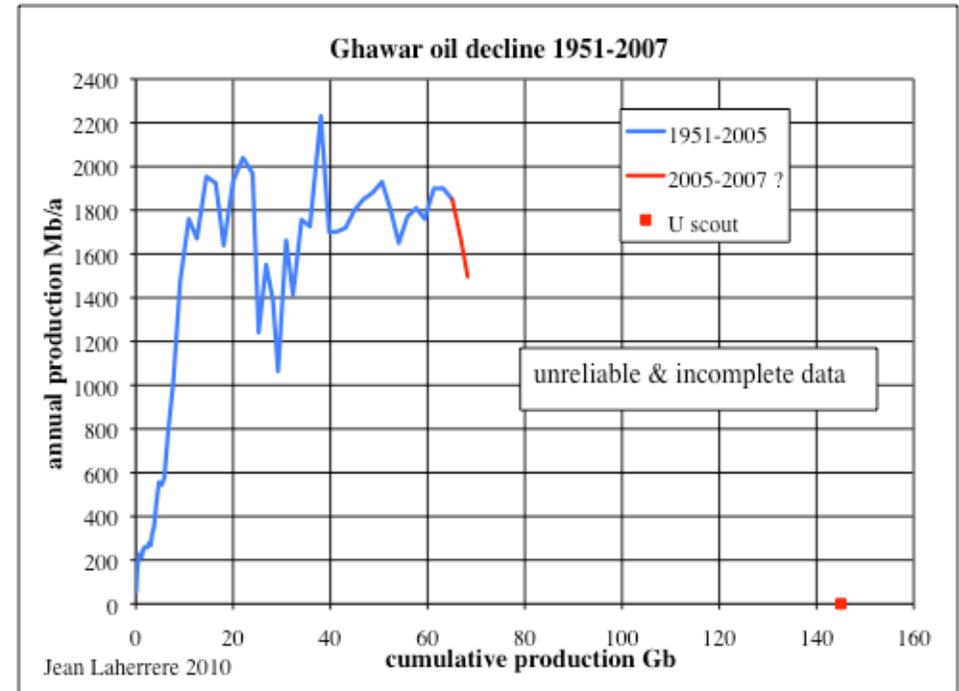
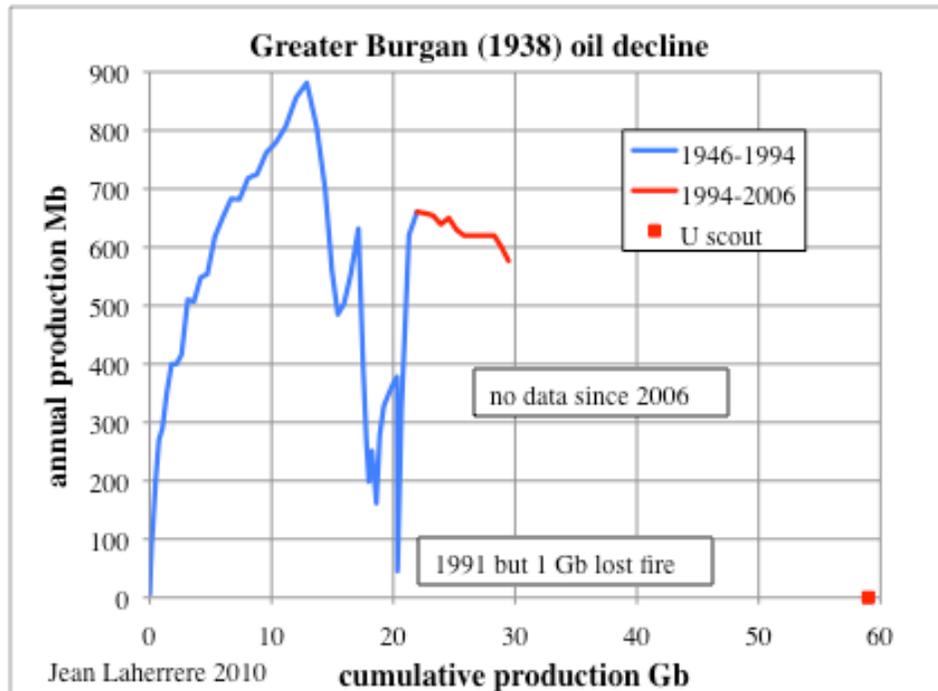
Hassi Messaoud 1956-2006



Les membres de l'OPEP trichent sur les quotas (bases sur des reserves qui ne sont pas auditees) et manipulent les chiffres. Ils ne publient pas le detail de leur production pour empecher de verifier leurs estimations tres optimistes. L'ancien VP Aramco Sadad al-Husseini a reconnu en 2007 que les 300 Gb ajoutes de 1985 a 1990 par les membres de l'OPEP dans leur bagarre sur les quotas etaient des "ressources speculatives". Les estimations 2P sur Ghawar ont augmentees de 80 Gb a 145 Gb de 1971 a 2010! Les estimations sur Greater Burgan (3 champs) sont seulement passees de 56 a 59 Gb de 1996 a 2001. Il est impossible d'extrapoler ces donnees de production qui sont incompletes et surtout perturbees par les contraintes politiques des quotas ou des guerres

-Figures 66: declin: **Greater Burgan 1946-2006**

Ghawar 1951-2007



En conclusion quand on a les donnees completes de production annuelles des grands champs qui sont presque tous en declin, on peut verifier rapidement l'estimation publiee, sauf quand des contraintes politiques ont perturbe la production naturelle. L'extrapolation production annuelle versus production cumulee peut etre tres souvent extrapolée par la derniere partie lineaire. Malheureusement les donnees sont incompletes pour la plupart des grands champs de l'OPEP

-Addition des reserves

Les regles sur l'estimation des reserves dites prouvees ont surtout ete etablies par la SEC (Securities and Exchange Commission) pour proteger les banquiers des escrocs genre JR Ewing. Il fallait alors donner la valeur minimale pour etre sur qu'elle existe avec une **certitude raisonnable**, comme pour les regles de la FDA (Food and Drug Administration) pour autoriser la vente d'un produit

Mais chaque champ est different et ne peut etre traiter comme des cas identiques que l'on peut ajouter comme des billes. Il est incorrect de dire que la somme des reserves prouvees (probabilite de 90% d'etre depassee) des champs represente la valeur prouvee des reserves du pays: la somme arithmetique sousestime cette valeur, amenant une croissance des reserves plus tard. En effet si la valeur prouvee d'un champ est la valeur minimale, la valeur reelle a une probabilite non negligeable d'etre egale a la valeur minimum, par contre il n'existe qu'une probabilite absolument infime que les valeurs reelles des champs soient toutes au minimum!

Obtenir en un jet un as avec un de a une chance sur 6, obtenir quatre as avec quatre des n'a qu'une chance sur $6^4 = 1296$.

Pour obtenir une valeur correcte prouvee il faut effectuer une simulation probabiliste (Monte Carlo) en connaissant les distributions de probabilite!

-Figure 67: **addition arithmetique et aggregation probabiliste** d'apres SPE

SPE/AAPG/WPC/SPEE 2006 "Petroleum reserves and resources: Classification, definitions and guidelines"

Except in the rare situation when all the reservoirs being aggregated are 100% dependent, the P90 volume of the aggregate is always greater than the arithmetic sum of the reservoir level P90 volumes

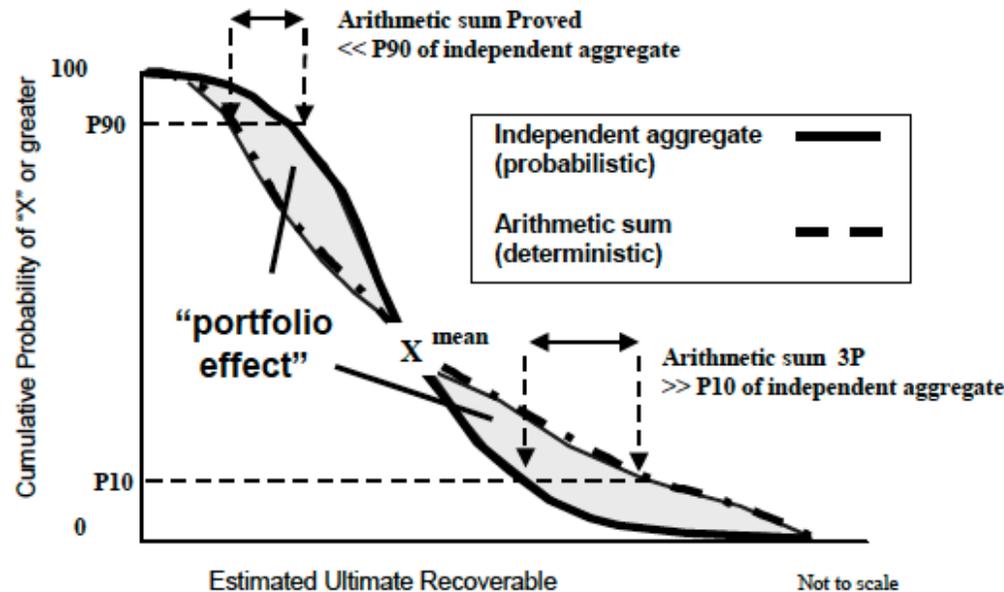


Figure 3-2: Deterministic versus Probabilistic Aggregation

Mais les reserves prouvees des pays et du monde sont donnees comme la somme arithmetiques des champs et des pays: **c'est incorrect**, mais c'est ce que fait tous les agences officielles: USDOE/EIA, DECC (UK Department of Energy & Climate Change (ex BERR, ex DTI) et les compagnies petrolieres comme British Gas Group ou Lukoil

La DECC donne l'estimation des reserves de gaz a fin 2009 detaille en prouve, probable, prouve + probable et possible mais chaque categorie est ajoutee arithmetiquement: c'est incorrect

-Figure 68: **estimates des reserves de gaz au RU a fin 2009** d'apres DECC

Estimates of UK Gas Reserves and Ultimate Recovery at 31st December 2009⁽¹⁾⁽²⁾					
[figures in brackets are for end 2008]					
Gas Reserves units - billion cubic metres (bcm)	Proven	Probable	Proven & Probable	Possible	Maximum ⁽³⁾
Gas from Dry Gas Fields					
Fields in production or under development					
Southern basin	80 [91]	52 [55]	132 [146]	48 [47]	180 [193]
Other areas	31 [38]	12 [7]	43 [45]	4 [10]	47 [55]
Subtotal	111 [130]	64 [62]	176 [191]	51 [57]	227 [248]
Other significant discoveries not yet fully appraised					
Southern basin	0 [0]	48 [58]	48 [58]	35 [47]	83 [105]
Other areas	0 [0]	3 [3]	3 [3]	1 [2]	4 [5]
Subtotal	0 [0]	51 [61]	51 [61]	36 [49]	87 [110]
Total Dry Gas	111 [130]	116 [123]	227 [252]	87 [106]	314 [358]
Gas From Condensate Fields					
Fields in production or under development	103 [108]	54 [54]	157 [162]	48 [51]	205 [212]
Other significant discoveries not yet fully appraised	0 [0]	101 [82]	101 [82]	86 [72]	187 [153]
Total Condensate Field Gas	103 [108]	155 [135]	258 [243]	134 [122]	392 [366]
Associated Gas from Oil Fields					
Fields in production or under development	42 [55]	27 [37]	69 [92]	46 [54]	114 [145]
Other significant discoveries not yet fully appraised	0 [0]	10 [14]	10 [14]	9 [24]	19 [38]
Total Associated Gas	42 [55]	37 [51]	79 [106]	54 [78]	133 [184]
Total Gas Reserves in bcm⁽⁴⁾	256 [292]	308 [309]	564 [601]	276 [306]	840 [907]
Cumulative dry gas production	1500 [1467]				
Cumulative condensate gas & associated gas production	782 [758]				
Cumulative Gas Production to end 2009⁽⁵⁾	2282 [2225]				
Estimated Ultimate Recovery in bcm	2538 [2517]	308 [309]	2846 [2826]	276 [306]	3122 [3132]

British Gas Group <http://www.bg-group.com/MediaCentre/Press/Pages/2Nov2010.aspx> fait la meme chose pour les reserves best estimate, P90 et P10 de Tupi, Iracema et Guara au Bresil avec 4 chiffres significatifs pour des aggregations incorrectes et des estimations tres incertaines vue le peu de nombre de puits fores. La fourchette devait etre de 9 a 12 Gb et non de 8,34 a 13,21 Gb!

Lukoil ne donne le detail par champ que des reserves prouvees hors Russie et il les ajoute. En Russie Lukoil, Rosneft, TNK-BP publient les 1P, 2P et 3P, mais pas les ABC1 au contraire de Gazprom.

-Figures 69: estimation des reserves par British Gas Group au Bresil

par Lukoil

Gross resources						
Billions of barrels of oil equivalent	Previous indicative resources range	Previous indicative resources mid-point	New MLL certified best estimate resources	New BG Group best estimate resources	New BG Group P90*** resources	New BG Group P10*** resources
Tupi	5.00 – 8.00	6.50	7.88	7.34	5.50	9.51
Iracema	Incl in Tupi	Incl in Tupi	1.26	1.65	1.33	1.69
Tupi + Iracema	5.00 – 8.00	6.50	9.14	8.99	6.83	11.20
Guará	1.10 – 2.00	1.55	1.62	1.76	1.51	2.01
Total	6.10 – 10.00	8.05	10.76	10.75	8.34	13.21

Proved oil reserves in international projects (end of year), mln barrels

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
<i>Azerbaijan</i>						
Shakh Deniz	15	11	10	11	18	16
<i>Kazakhstan</i>						
Tengiz and Korolevskoye	112	118	120	117	120	217
Kumkol	111	89	79	78	68	69
Karachaganak	231	208	173	157	246	167
Arman	–	3	4	2	1	1
Karakuduk	–	38	50	34	33	30
North Buzachi	–	42	80	41	35	38
Kazakhoil-Aktobe	–	89	76	35	32	31
<i>Egypt</i>						
Meleiha	1	3	2	3	4	5
WEEM	13	7	6	5	7	5
<i>Uzbekistan</i>						
Kandym – Khauzak – Shady	4	6	8	6	10	6
South-West Gissar	–	–	–	–	17	31
<i>Colombia</i>						
Condor	–	–	–	6	1	–
Total	487	614	608	495	592	616

Cette addition incorrecte des reserves prouvees et l'omission des reserves probables (prohibees par la SEC jusqu'en 2010) conduit a une croissance des reserves non due a l'apport technologique mais a une mauvaise pratique sur l'estimation des reserves.

Heureusement l'addition arithmetique des 2P est correcte quand le 2P represente la valeur esperee (mean = moyenne), qui est la base du calcul du Net Present Value (l'element essentiel de la decision de developpement). La valeur prouvee n'est regardee que si elle est trop negative, pouvant amener un risque de faillite pour l'entreprise!

-Reserves a decouvrir

Ce qui reste a decouvrir a ce jour (souvent omis) est la difference entre l'ultime et le cumul des decouvertes a ce jour.

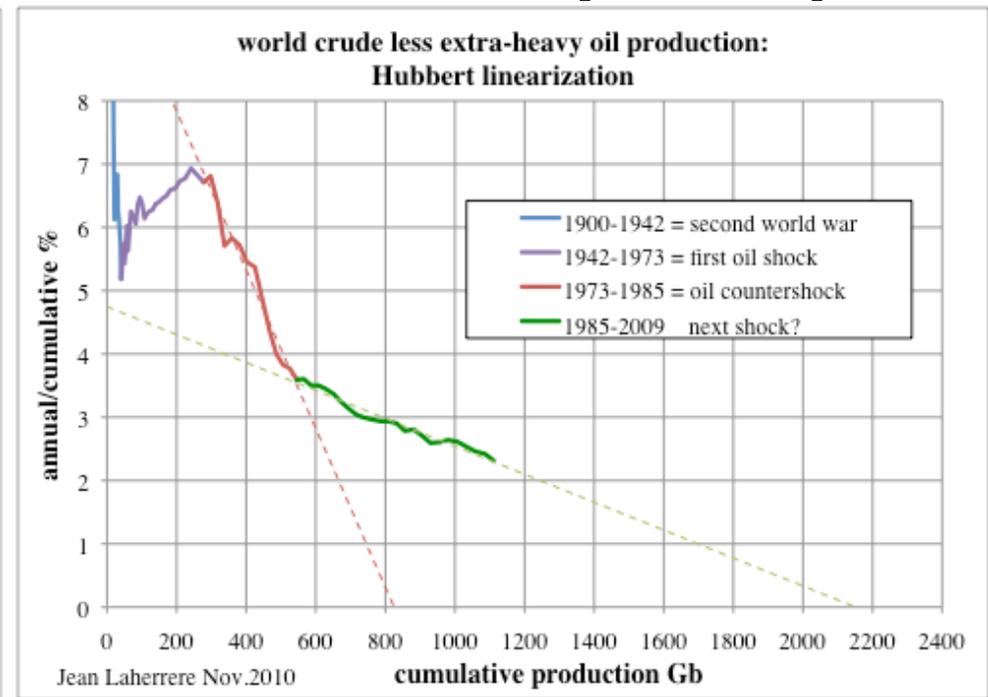
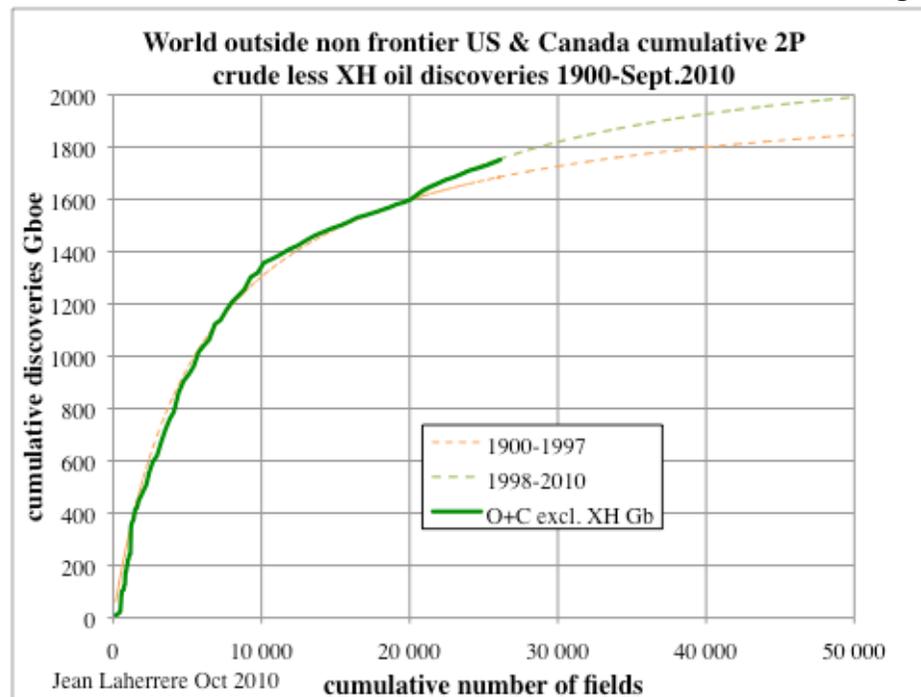
La meilleure façon pour obtenir l'ultime est d'extrapoler la **courbe d'ecremage** = cumul des decouvertes passees (2P ramenes a l'annee de decouverte) en fonction de l'activite d'exploration (nombre cumule de puits d'exploration pure = NFW) ou en fonction du nombre cumule de champs. Le meilleur modele est une suite d'hyperboles.

Pour le monde (hors US & Canada classique terrestre), il y a deux cycles: le premier 1900-1997 correspond a l'exploration a terre et en mer peu profonde et le deuxieme cycle 1998-2010 correspond a l'offshore profond et les decouvertes Golfe du Mexique, Bresil et Angola. On a decouvert en 2010 un total de 1750 Gb en 26 000 champs (taille moyenne 67 Mb). Il reste a decouvrir 250 Gb avec 24 000 nouveaux champs (taille moyenne 10 Mb, ce qui veut dire un grand nombre de champs non economiques).

Ceux qui n'ont pas des donnees techniques de decouvertes se retranchent sur les productions passees et ils extrapolent lineairement la courbe dite de linearisation d'Hubbert = croissance de la production annuelle en pourcentage de la production cumulee en fonction de la production cumulee.

-Figure 70: **courbe d'ecremage du brut (EL exclus) pour le monde (US&Canada classique exclus)**

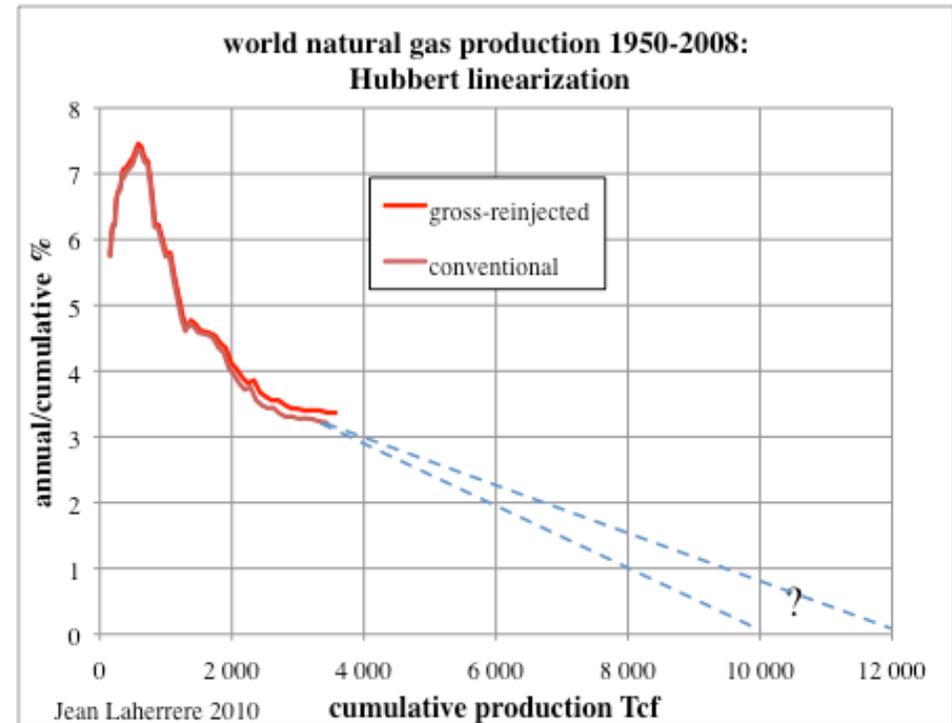
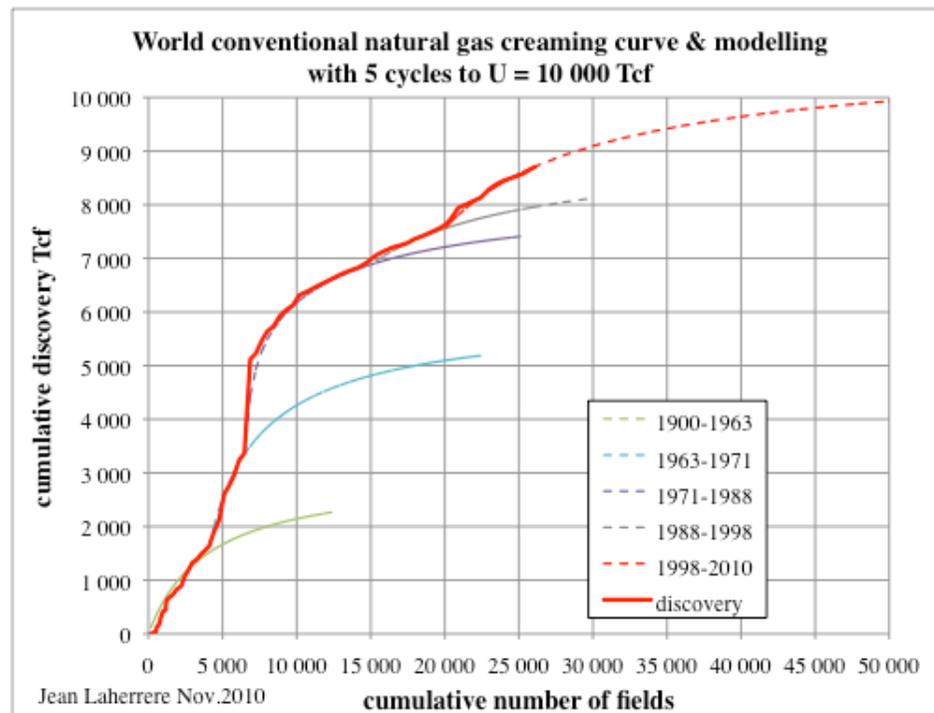
-Figures 71: **linearisation d'Hubbert de la production de petrole**



Pour la production mondiale de brut moins extra-lourd la *linearisation* d'Hubbert montre des variations brutales de tendance lors de chocs: 1942 IIe guerre mondiale, 1973 1er choc petrolier, 1985 contrechoc petrolier.
 La periode 1973-1985 est extrapolée vers 800 Gb, valeur manifestement trop faible, inferieure aux decouvertes.
 La tendance lineaire de 1985 a 2009 est extrapolée vers 2200 Gb, similaire a la valeur obtenue avec la courbe des decouvertes qui est moins sujettes aux contraintes economiques (above ground).

De meme pour le gaz la courbe d'ecremage donne un ultime beaucoup plus fiable que la linerisation de la production

-Figure 72: **courbe d'ecremage des decouvertes mondiales de gaz conventionnel** modelisee avec 5 cycles
 -Figures 73: **linearisation d'Hubbert de la production de gaz**



La linearisation d'Hubbert pour la production de gaz ne peut etre effectuee, car la tendance n'est pas lineaire et devient horizontale, aussi bien sur le gaz total (gross – reinjected) que sur le gaz conventionnel.

Par contre la courbe d'ecremage pour la decouverte de gaz conventionnel est facilement modelisee avec 5 cycles pour un ultime de 10 000 Tcf.

-Estimation du *a decouvrir* par l'USGS

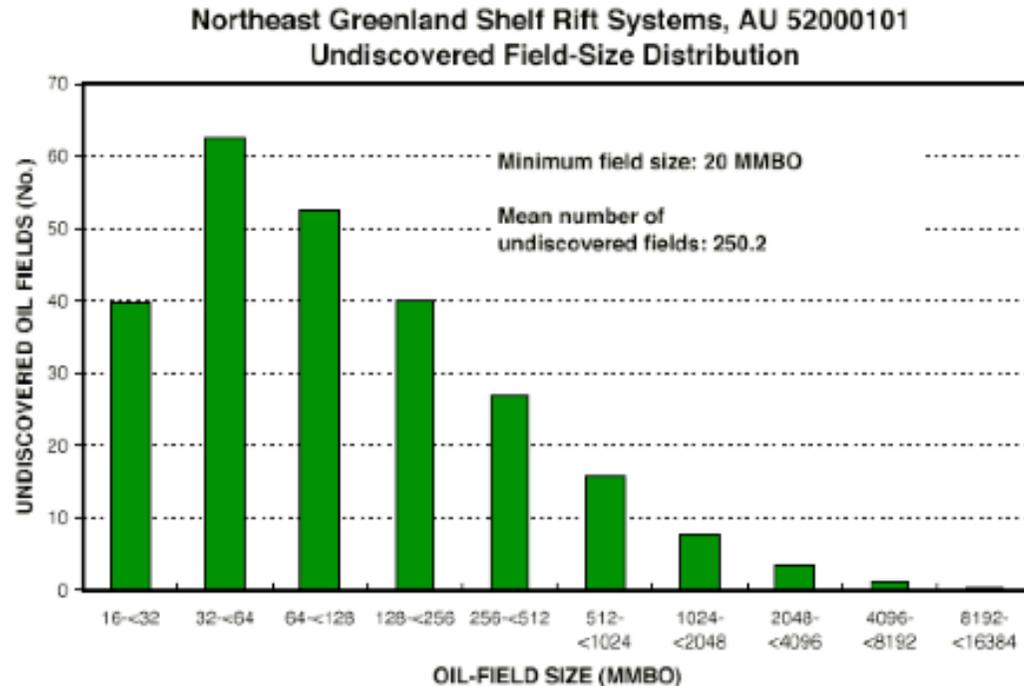
L'etude 2000 de l'USGS a fait un travail considerable de definir les principaux Systemes Petroliers du monde car ce travail n'existait pas, seul l'inventaire des bassins tectoniques avait ete fait. Mais pour estimer ce qui reste a decouvrir, au lieu d'utiliser la technique dite Delphi ou un panel de geologues tres experimentes avec chacun donnant separement leur estimation apres une etude complete des decouvertes et du potentiel global, puis la confrontant avec la moyenne (technique utilise par l'USGS de Ch. Masters), l'equipe de T.Ahlbrandt a demande a un seul geologue son estimation en terme de distribution en nombre et volume (soit 6 valeurs sur une feuille dite de la 7e approximation), laissant a l'ordinateur de faire la synthese?

Ainsi pour le Groenland Nord-Oriental le seul geologue (M.Henry) a devine (sans aucun document sismique ni aucun puits) le nombre de champs a decouvrir et la taille

	mini	median	maxi
Nombre de puits	1	250	500
Taille du champ Mb	20	85	12 000

A partir de cette estimation simpliste et non justifie une simulation de Monte Carlo avec 50 000 passages a rendu la synthese tres authentique avec une valeur moyenne de 47 Gb soit presque autant que la Mer du Nord, occupant le second rang *a decouvrir* apres le Zagros au MO!

-Figure 74: USGS 2000: distribution du petrole a decouvrir pour le Groenland nord-oriental apres simulation Monte Carlo



L'USGS a refait une nouvelle étude en 2007 sur le Groenland Est avec cette fois de la sismique et avec un travail d'équipe: la définition des bassins a beaucoup changé et le pétrole à découvrir a été réduit à 9 Gb « *Oil and gas resource potential of the East Greenland shelf: prototype for the USGS Circum-Arctic resource appraisal by Gautier & Pierce* »! Mais cette fois le détail du calcul n'est pas communiqué et il semble que le nombre mini puisse être zéro!

East Greenland Rift Basins

mean	USGS 2000	USGS 2008 CARA
Oil Gb	47,1	8,9
Gas Tcf	80,7	86,2
NGL Gb	4,2	8,1

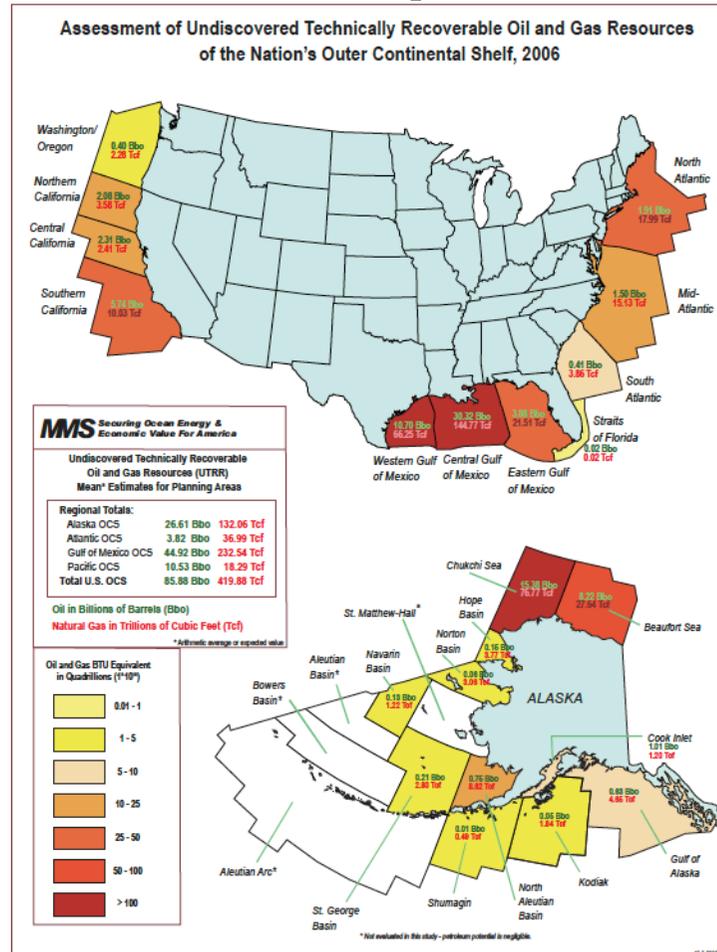
L'approche USGS est valable pour obtenir la description des systèmes pétroliers mais leur estimation de ce qui reste à découvrir tient surtout de la boule de cristal car les géologues qui font ces estimations n'ont ni toutes les données confidentielles, ni la

pratique de l'exploration passee.

-Reste a decouvrir MMS Golfe du Mexique

MMS en 2006 a publie l'evolution des estimations des reserves et du a decouvrir dans l'offshore federal dont le Golfe du Mexique.

-Figure 75: estimation du *a decouvrir* de l'offshore federal par MMS 2006



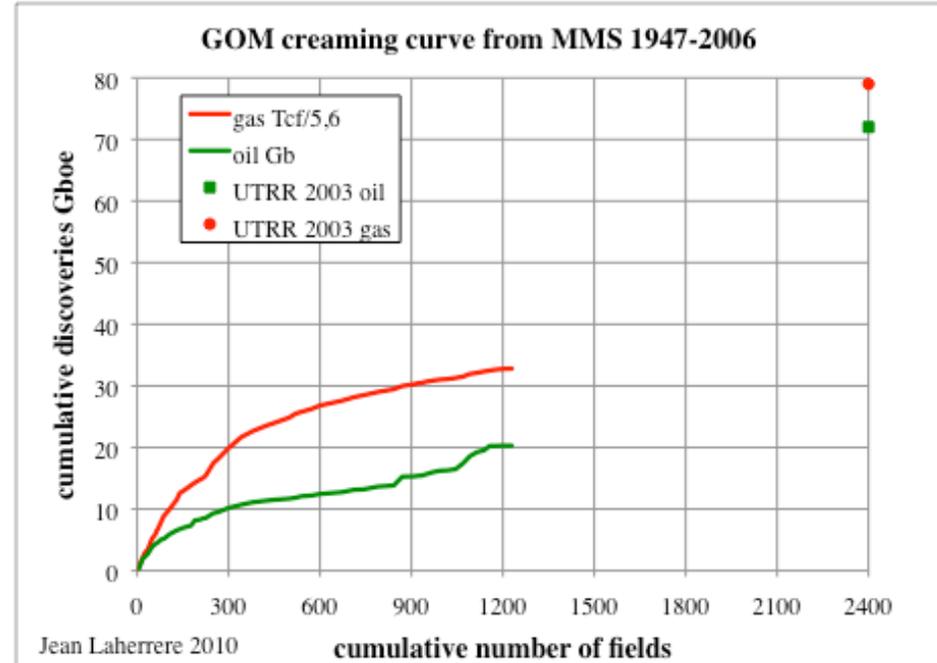
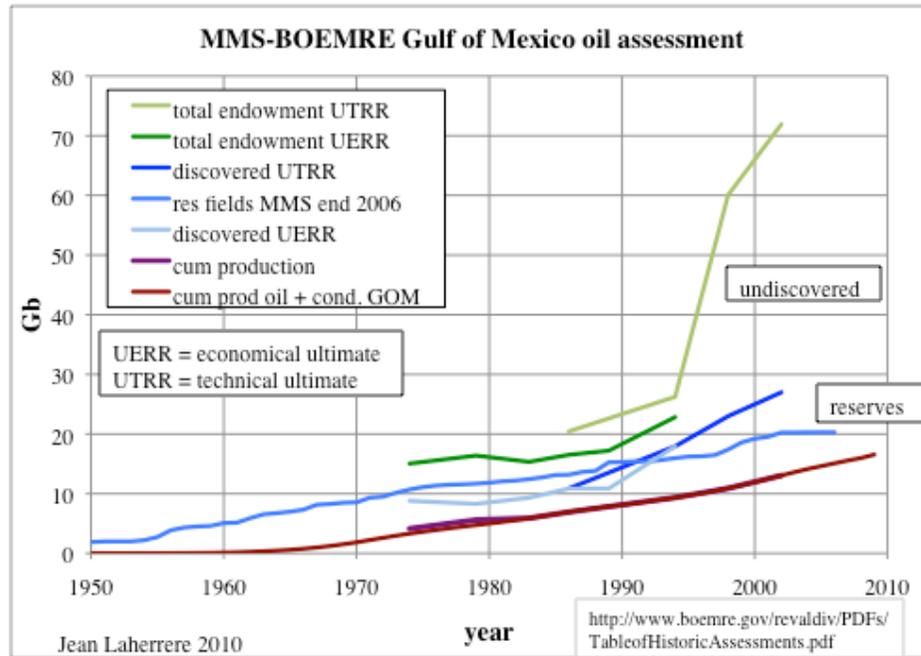
L'estimation de l'ultime sont soit economique UERR soit technique (UTRR) plus eleve. La derniere estimation (MMS 2006 a fin

2002) donne un ultime UTRR de 72 Gb et 443 Tcf (79 Gboe).

Mais l'estimation MMS a fin 2006 des reserves des 1229 champs donne un total cumule que de 20 Gb pour le petrole et 33 Gboe pour le gaz. MMS ne donne que les reserves prouvees des champs en production. La courbe d'ecremage des donnees MMS ne permet pas l'extrapolation vers les ultimes de 72 Gb estimees en 2006, reportees pour un cumul de 2400 champs.

-Figure 76: evolution des estimations petrole des reserves et a decouvrir par MMS de 1997 a 2006

-Figure 77: courbe d'ecremage des 1229 champs a fin 2006 et ultimes



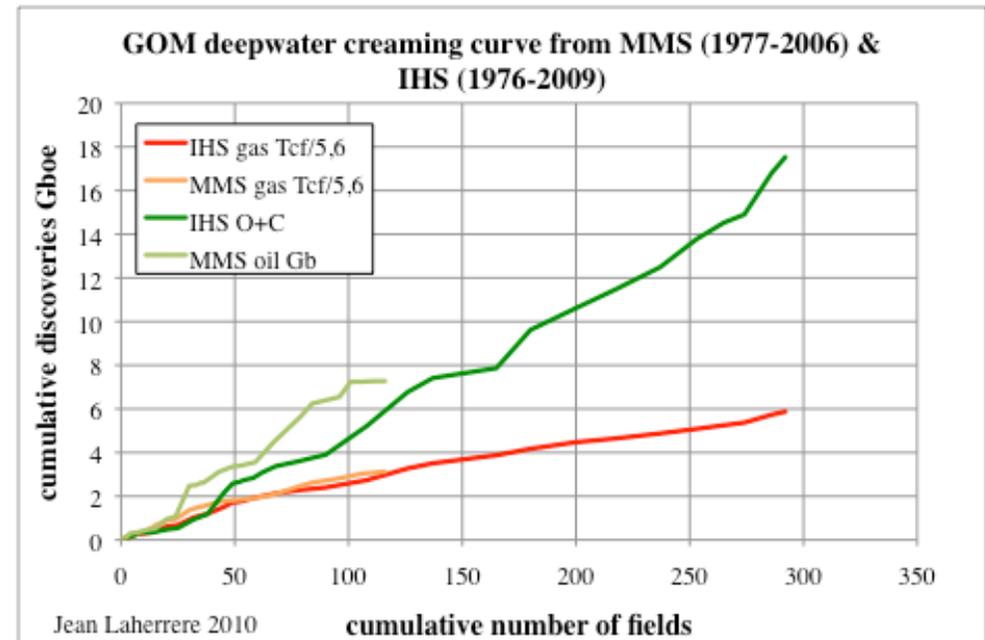
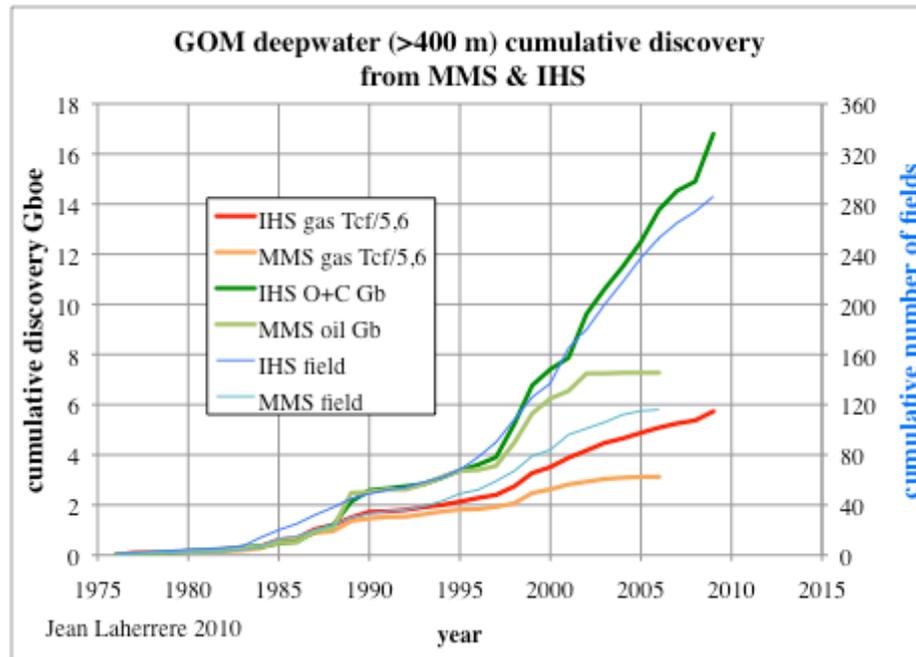
La comparaison des donnees MMS et des donnees IHS qui sont ne disponibles que pour l'offshore profond (>400 m d'eau) montre une grande difference en temps IHS a fin 2005 donne 240 champs avec 12 Gb contre 120 champs avec 7,5 Gb pour MMS.

Le fichier MMS est donc incomplet, se limitant qu'aux champs developpees.

-Figures 78: Offshore profond (>400 m) GOM d'apres MMS (1977-2006) et IHS (1976-2009)

cumul des decouvertes

courbe d'ecremage



La courbe d'ecremage d'IHS est difficilement extrapolable pour le petrole avec les decouvertes recentes dans le *subsalt*

-Incertitude et approche probabiliste

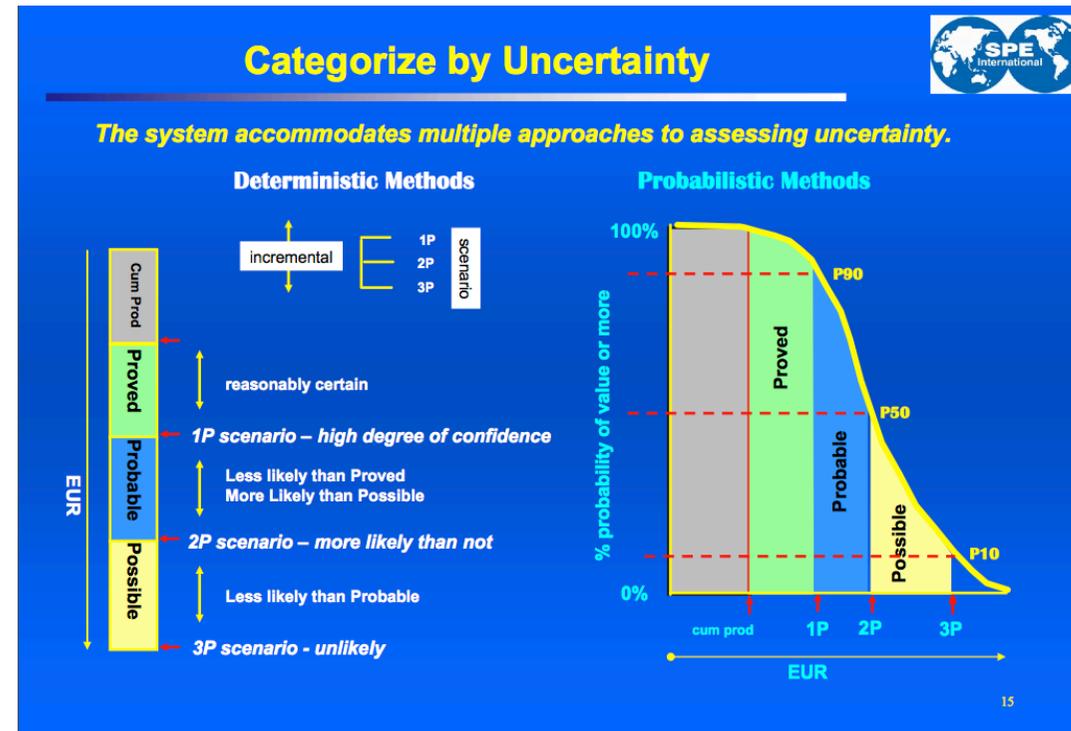
Avant 1997 (definition des reserves par SPE/WPC dont je fus un membre actif) l'approche probabiliste etait refusee par les producteurs du Texas (Hickman president SPE) qui calculaient les reserves par puits avec le *net pay*, la surface du *spacing* et le *recovery factor* du champ voisin et du champ en multipliant par dix la production annuelle. Seule l'approche deterministe etait admise, surtout que la SEC la refusait jusqu'en 2010. La definition deterministe de prouve avec une certitude raisonnable est tres vague et varie avec chacun : 51% peut paraître raisonnable a certain alors que d'autre veut prendre 99%. LA FDA utilise cette meme definition (reasonable certainty) pour l'autorisation d'un produit avec la definition de ne pas faire du mal avec une certitude raisonnable : les malades esperent que c'est P90, mais les retraits de certains medicaments montrent que ce raisonnable peut correspondre a une probabilite basse pour les medicaments et les reserves.

La revision des reserves prouvees aux US montre que recemment les revisions negatives sont aussi importantes que les revisions

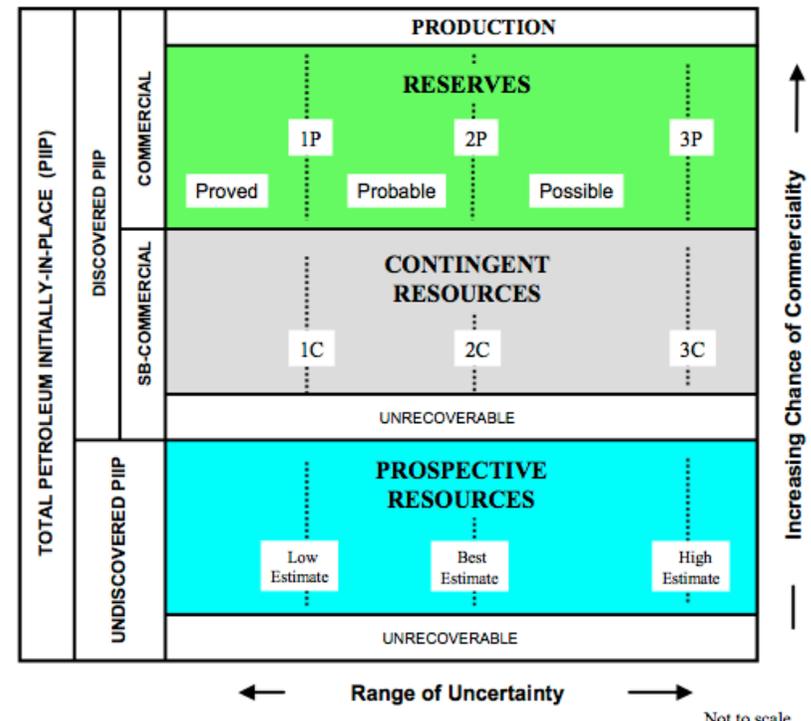
positives, indiquant que la probabilité est proche de 50%, donc en fait prouvé = 2P.

En 1997, j'ai proposé à Anibal Martinez en charge de la task force SPE/WPC que les réserves 2P soient la valeur espérée, qui est la base du calcul de la Valeur Presente Nette (NPV), et qui peut être ajoutée arithmétiquement des champs aux réserves mondiales (ce qui n'est pas le cas des P50). Devant les réticences de certains, en fait 2P a été définie en 1997 comme la probabilité P50 dans l'approche probabiliste; mais j'ai laissé la contradiction que dans l'approche déterministe le seul probable est définie comme aussi probable qu'improbable (soit P50). Le 2P probabiliste est donc égal au seul probable déterministe ! La nouvelle règle 2007 de SPE/WPC/AAPG/SPEE a corrigé cette contradiction, mais les termes ne sont pas les mêmes pour les réserves et les ressources : *more likely than not* en face de *best estimate, high degree of confidence* en face de *low estimate, unlikely* en face de *high estimate*. On joue sur des mots vagues et non définies ! Chacun peut ainsi publier ce qu'il veut ! Les compagnies d'audit ne veulent pas trop déplaire à leurs clients !

-Figures 79: SPE/WPC/AAPG/SPEE 2007 : incertitude des réserves



classification réserves et ressources



L'approche probabiliste est difficile et peu de gens y sont à l'aise, car que veut dire une probabilité de 90%? quelle est la différence entre une valeur moyenne, médiane et la plus probable? Pour un géologue dans l'estimation des valeurs d'une porosité, d'une superficie et d'une épaisseur d'un champ, il est impossible de distinguer une probabilité précise, et le mieux qu'il puisse faire est de donner la valeur mini, maxi et la plus probable (mode), une formule simple (Bourdairé OGJ 10 June 1985) permet d'en tirer une valeur moyenne (*mean*).

Les statistiques industrielles sur des produits uniformes ne sont pas identiques aux statistiques des réserves mondiales, car chaque champ est différent des autres.

Avec des modèles complexes, personne ne sait plus ce que veut dire un calcul d'erreur.

La publication des données avec un grand nombre de décimales sorties de l'ordinateur en est le plus bel exemple.

1000 + 1 ne fait pas 1001, mais 1000, car son incertitude est bien supérieure à 1!

La plupart des dirigeants sont convaincus par une sortie d'ordinateur avec une simulation de Monte Carlo sans se préoccuper des hypothèses. GIGO n'est pas « Garbage In Garbage Out », mais « Garbage In, Gospel Out »

-Pas de consensus sur les définitions

Au Canada où la production est la mieux contrôlée par les gouvernements provinciaux et fédéraux, il n'y a pas cependant de consensus sur les définitions du pétrole lourd

Pétrole lourd	Densité en degré API limite supérieure
CAPP = Canadian Association of petroleum Producers	28°
Gouvernement Canadien	25,7°
BP Alaska	24°
Industrie au Canada	22,3°
Campbell	17,5°

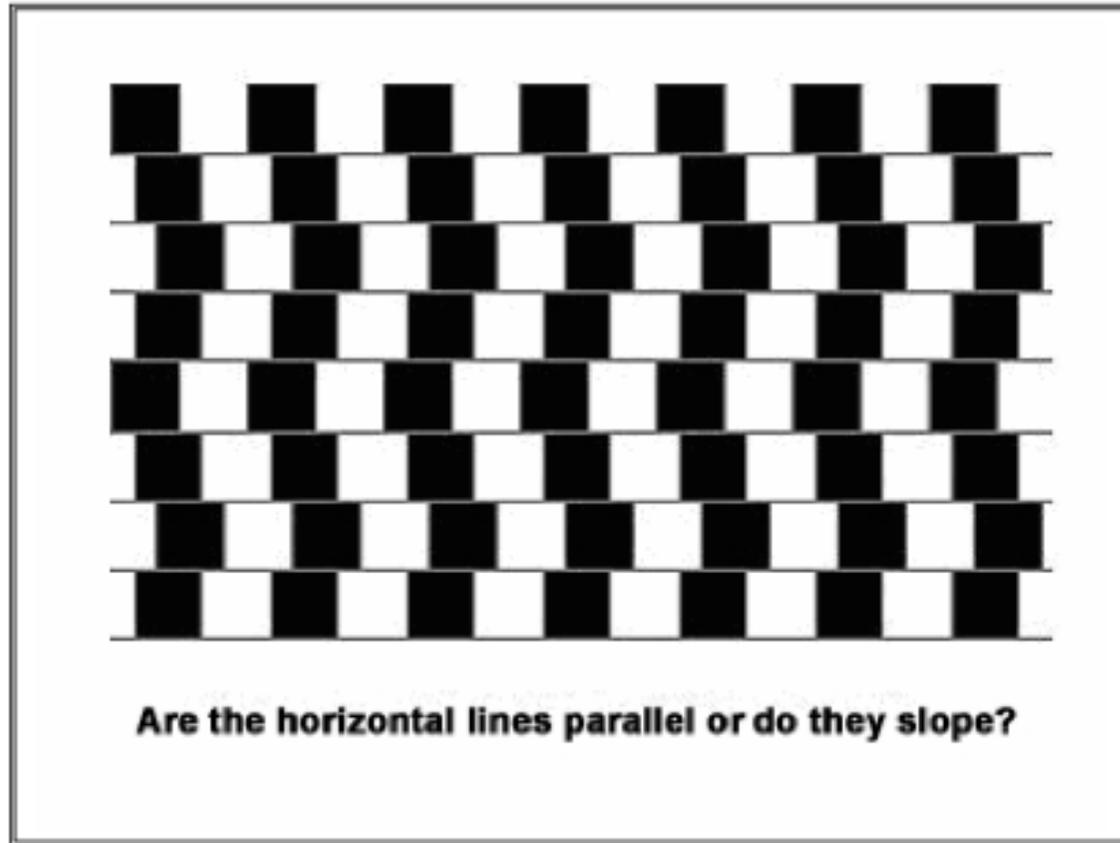
Il est impossible d'avoir des historiques mondiaux détaillés avec une telle anarchie des définitions.

-Optimisme ou pessimisme? Verre en moitié vide ou en moitié plein? Est-on certain de ce que l'on voit?

L'optimisme dépend de ce que l'on voit ou espère: le verre est en moitié plein! Le pessimiste le voit en moitié vide.

Mais est-on certain de ce que l'on voit?

-Figure 80: Les lignes horizontales sont-elles parallèles ou non?



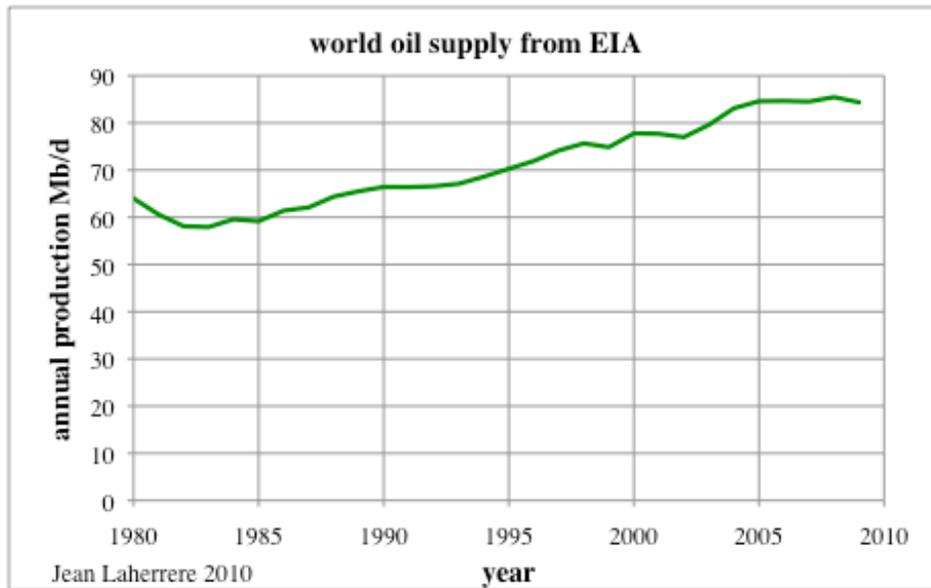
Elles sont paralleles.

Les memes donnees peuvent etre presentees differemment suivant le choix des echelles, suivant le desir de presenter une montee forte ou non

-Figure 81: **production mondiale de petrole d'apres EIA**

ca monte peu

ca monte beaucoup



Les ressources minerales sont dans le sol et ne peuvent etre vus que si on fore, mais le degre d'echantillonnage du forage en volume est tres faible!

-Energie sombre et matiere sombre

L'energie sombre n'est qu'une theorie et on ne sait rien a son sujet.

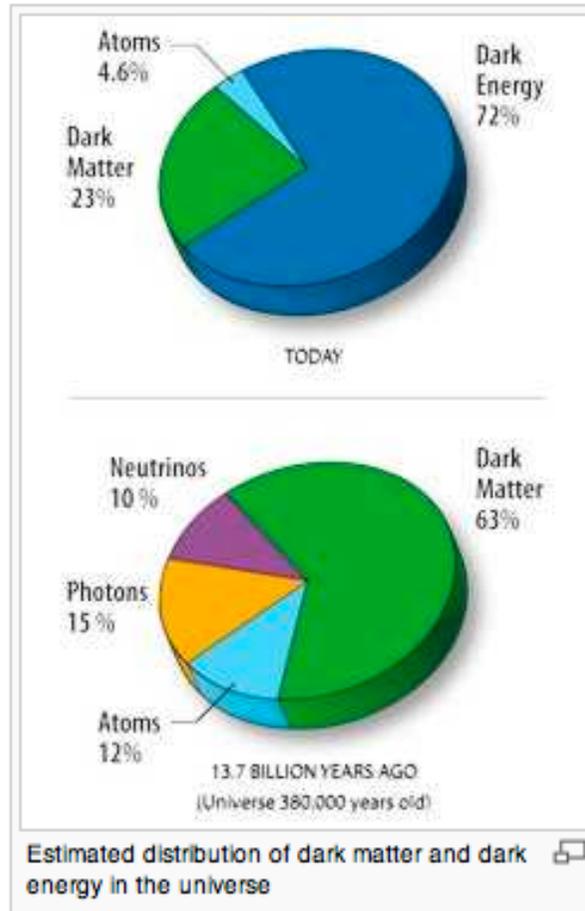
Depuis les annees 1930 il y a incompatibilite entre ce que l'on voit dans le ciel: spirales des galaxies et masse des etoiles (Zwicky) et on a fait appel a des phenomenes inconnus.

D'apres certains (http://en.wikipedia.org/wiki/Dark_matter) seulement moins de 5% de la masse de l'univers est expliquee et le reste serait de l'energie sombre et de la matiere sombre, mais on ne sait pas ce qu'elles sont, ni ou elles sont.

Toutefois une explication sans ces matieres exotiques existe depuis 1983 en modifiant les lois de la gravitation (MOND =

MOdified Newtonian Dynamics- Milgrom SciAm Aug.2002). Mais il y a aussi d'autres possibilites.

-Figure 82: **distribution de l'energie dans l'univers d'apres Wikipedia**



La science est loin d'avoir tout explique: il y a incompatibilite entre la theorie de la relativite et la mecanique quantique depuis pres de 70 ans et le CERN avec le LHC n'a toujours pas trouve le boson de Higgs qui est la base du modele standard des particules (qui ne peut dire quelle est la taille de l'electron = particule et/ou onde? = nuage?)

Depuis plus de 30 ans, la theorie des cordes, qui devait tout expliquer, n'a rien prouve!

Les jeunes chercheurs ont de quoi faire pour mieux expliquer l'Univers, mais il faut faire table rase du passe et les vieilles theories s'acrochent.

-Consequences des donnees fausses

La confusion sur les unites (metriques et non metriques) a fait des ravages (sonde Mars Climate Orbitor et plateforme de Frigg) et beaucoup d'auteurs violent la loi en ne respectant pas le Systeme International d'unites!

Les donnees sur les ressources energetiques sont peu fiables, incompletes et manipulees, notamment par les membres de l'OPEP ou dans les rapports financiers des compagnies, a cause de definitions imparfaites. Mais l'ambiguite plait a beaucoup et rien n'est fait pour la dissiper.

Malheureusement la plupart des economistes pensent que les donnees officielles sur les reserves dites prouvees sont fiables et ils raisonnent sur des donnees toujours croissantes fausses.

La figure 11 montre bien le probleme qui existe depuis plusieurs decennies.

Les economistes sont convaincus que les reserves restantes ont augmente depuis 60 ans et continueront a le faire pendant longtemps. Notre societe de consommation est basee sur la croissance de la population et de l'energie primaire, et sur une energie bon marche, mais il est temps de realiser que le monde est fini (Paul Valery 1931 *Le temps du monde fini commence*)

Changer de mode de vie demande de s'y preparer longtemps a l'avance. Les fausses donnees empechent cette preparation et le changement se fera donc dans la douleur et la precipitation. Les consommateurs ne feront des economies d'energie que forces, par l'augmentation du prix et par la penurie.

-Publication de la production annuelle de tous les champs dans le monde

L'obtention de donnees historiques annuelles de production de tous les champs importants permettrait de verifier les donnees officielles politiques et de mieux preparer l'avenir.

Mais il faut que les pays producteurs l'acceptent et tant que l'OPEP aura une politique de quota et tant que ses membres trichent, il est peu probable que leurs donnees soient rendus publics !

Les donnees de reserves petrole et gaz de la Russie sont fausseees par une classification (1978 ABC1) perimee. Le gouvernement russe a bien demande une nouvelle classification en accord avec celle de la SPE/WPC/AAPG, mais, tant que la publication des reserves des champs de petrole est consideree comme Secret d'Etat (bien que cette loi semble etre ignoree), on ne peut pas esperer la transparence! Cependant les principales compagnies productrices russes publient maintenant les reserves auditees a la maniere SPE.

La Chine a condamne a 8 ans de prison un geologue americain ne en Chine qui, travaillant pour IHS, avait recolte des donnees de champs en Chine de 2 compagnies nationales chinoises, sous le pretexte de Secret d'Etat.

Le Secret d'Etat ne devrait pas s'appliquer aux donnees petrolieres, alors que le monde va devoir gerer la penurie des que le declin de la production va etre evident.

Faire l'inventaire detaille des ressources mondiales devrait etre inscrit dans la chartre des Nations Unis.

Toutefois le *Freedom of Information Act* oblige la divulgation pour les documents controles par le gouvernement pour de nombreux pays (US, Royaume-Uni) et le Climategate a montre qu'un universitaire (Phil Jones) l'a viole en disant preferer detruire les donnees plutot que de les donner. Il y a eu enquete et il n'a pas ete inquiete! Cela incite a la non transparence ! Le Systeme International d'unites est la loi dans tous les pays sauf US non federal, Liberia et Bangladesh. Toutefois le SI est tres souvent viole, avec des confusions qui peuvent entrainer des pertes considerables. Il ne suffit d'avoir des lois. Il faut que ceux qui rassemblent les donnees soient convaincus que la transparence est beneficiaire pour tous.

Conclusions

Les economistes raisonnent sur des donnees officielles fausses en provenance des pays producteurs a savoir que les reserves restantes de petrole et de gaz augmentent depuis 60 ans et pour eux cela devrait continuer, comme le Business As Usual

Les donnees techniques montrent une image tres differente.

Le seul moyen de verifier les estimations de reserves est d'obliger tous les pays a publier les donnees historiques de production par champ, comme le fait bien la Norvege, le Royaume-Uni et moins bien l'agence federale des US (avec un fichier reduit aux champs developpes et actualise avec retard). Cette publication n'a nullement nui a la competition des operateurs dans ces pays.

Les autres pays peuvent donc en faire de meme, mais certains pays trichent et ne veulent pas que cela se voit.

La communaute mondiale devrait se mobiliser pour demander la transparence des donnees et la condamnation des pratiques douteuses ou il y a en fait tricherie !

Toutefois cela semble aussi utopique que les scenarios officels de croissance!